



**SKRIPSI (ME 141501)**

**LNG SUPPLY CHAIN DAN KAJIAN TEKNIS  
EKONOMIS DARI KILANG MAKASSAR  
MENUJU PEMBANGKIT INDONESIA BAGIAN  
TENGAH DENGAN PENDEKATAN SIMULASI  
DISKRIT**

**RENNA WIDIASTITI WIDODO**  
NRP. 4212 100 044

**Dosen Pembimbing**  
AAB. DINARIYANA D.P., ST, MES, Ph.D  
NIP. 1975 0510 2000 03 1001

JURUSAN TEKNIK SISTEM PERKAPALAN  
FAKULTAS TEKNOLOGI KELAUTAN  
INSTITUT TEKNOLOGI SEPULUH NOPEMBER  
SURABAYA  
2016



**SKRIPSI – ME 141501**

**LNG *SUPPLY CHAIN* DAN KAJIAN TEKNIS  
EKONOMIS DARI KILANG MAKASSAR  
MENUJU PEMBANGKIT INDONESIA BAGIAN  
TENGAH DENGAN PENDEKATAN SIMULASI  
DISKRIT**

**RENNA WIDIASTITI WIDODO**  
NRP 4212 100 044

Dosen Pembimbing  
AAB Dinariyana DP, ST, MES, Ph.D

**JURUSAN TEKNIK SISTEM PERKAPALAN**  
Fakultas Teknologi Kelautan  
Institut Teknologi Sepuluh Nopember  
Surabaya 2016





---

**SKRIPSI – ME 141501**

**LNG SUPPLY CHAIN WITH TECHNICAL AND  
ECONOMICAL ASSESSMENT FROM MAKASSAR  
FSU TO POWER STATION IN CENTRAL PART OF  
INDONESIA USING DISCRETE EVENT  
SIMULATION**

RENNA WIDIASTITI WIDODO  
NRP 4212 100 044

Supervisor  
AAB Dinariyana DP, ST, MES, Ph.D

DEPARTMENT OF MARINE ENGINEERING  
Faculty of Marine Technology  
Institut Teknologi Sepuluh Nopember



## LEMBAR PENGESAHAN

### **LNG SUPPLY CHAIN DAN KAJIAN TEKNIS EKONOMIS DARI KILANG MAKASSAR MENUJU PEMBANGKIT INDONESIA BAGIAN TENGAH DENGAN PENDEKATAN SIMULASI DISKRIT**

#### **TUGAS AKHIR**

Diajukan Untuk Memenuhi Salah Satu Syarat  
Memperoleh Gelar Sarjana Teknik

pada

Bidang Studi *Reliability, Availability, Maintainability  
and Safety* (RAMS)

Program Studi S-1 Jurusan Teknik Sistem Perkapalan

Fakultas Teknologi Kelautan

Institut Teknologi Sepuluh Nopember

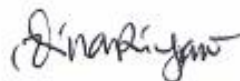
Oleh:

**RENNA WIDIASTITI WIDODO**

NRP 4212 100 044

Disetujui oleh Pembimbing Tugas Akhir:

I. A.A.B. Dinariyana D.P., S.T., MES., Ph.D



SURABAYA

JULI, 2016

*“halaman ini sengaja dikosongkan”*

## LEMBAR PENGESAHAN

### LNG SUPPLY CHAIN DAN KAJIAN TEKNIS EKONOMIS DARI KILANG MAKASSAR MENUJU PEMBANGKIT INDONESIA BAGIAN TENGAH DENGAN PENDEKATAN SIMULASI DISKRIT

#### TUGAS AKHIR

Diajukan Untuk Memenuhi Salah Satu Syarat  
Memperoleh Gelar Sarjana Teknik  
pada

Bidang Studi *Reliability, Availability, Maintainability  
and Safety* (RAMS)

Program Studi S-1 Jurusan Teknik Sistem Perkapalan  
Fakultas Teknologi Kelautan  
Institut Teknologi Sepuluh Nopember

Oleh:

**RENNA WIDIASTITI WIDODO**  
NRP 4212 100 044

Disetujui oleh Ketua Jurusan Teknik Sistem Perkapalan:



Dr. Eng. M. Badruz Zaman, S.T, M.T  
NIP. 197708022008011007



*“halaman ini sengaja dikosongkan”*

## **ABSTRAK**

**Nama Mahasiswa : Renna Widiastiti Widodo**  
**NRP : 4212 100 044**  
**Jurusan : Teknik Sistem Perkapalan**  
**Dosen Pembimbing : A.A.B. Dinariyana D.P., S.T., MES.,  
Ph.D**

Di Indonesia kebutuhan energi pada umumnya adalah selalu bertambah pada setiap tahunnya, terbukti dari data RUPTL bahwa peningkatan kebutuhan listrik di Indonesia berada pada rata-rata 8,6% setiap tahunnya dan juga adanya program kerja pemerintah yaitu program pembangkit Listrik 35000 MW . Maka dari itu perlu adanya solusi alternatif untuk memenuhi peningkatan kebutuhan listrik tersebut. PT.PLN (Persero) telah mengantisipasi peningkatan kebutuhan listrik di Indonesia khususnya Indonesia Bagian Tengah dengan memastikan ketersediaan bahan bakar untuk pembangkit listrik melalui cara mengganti bahan bakar minyak menjadi LNG.

Pada tugas akhir ini membahas tentang pemanfaatan LNG untuk memenuhi bahan bakar pembangkit listrik di Indonesia Bagian Tengah dengan menentukan pola distribusi yang cocok, data fasilitas apa saja yang harus disediakan dan dibangun beserta kajian keekonomiannya. Lokasi sumber kilang adalah berada di Makassar dengan jenis kilang LNG terapung atau Floating Storage Unit (FSU) yang mensuplai 5 region yang terdiri dari 12 terminal penerima yang tersebar pada seluruh region. Pada studi ini menggunakan kapal LNG dengan kapasitas 6.000 m<sup>3</sup>, 10.000 m<sup>3</sup>, 12.000 m<sup>3</sup> dan 20.000 m<sup>3</sup> sebagai sarana distribusi LNG dari kilang LNG Makassar menuju terminal penerima. Untuk region 1 disuplai

menggunakan 1 kapal dengan kapasitas 10.000 m<sup>3</sup>, untuk region 2 disuplai dengan kapal kapasitas 6.000 m<sup>3</sup>, region 3 disuplai dengan kapal kapasitas 10.000 m<sup>3</sup>, region 4 disuplai dengan kapal kapasitas 6.000 m<sup>3</sup>, region 5 disuplai dengan kapal kapasitas 10.000 m<sup>3</sup>. Total biaya investasi dari biaya investasi pembangunan fasilitas terminal penerima adalah US \$ 144,443,200 dan total biaya operasional sebesar US\$ 63,942,520.12/ tahun. Kemudian untuk hasil kajian ekonomis menunjukkan bahwa margin harga penjualan yang paling optimal adalah US \$2,2- US \$ 3 dengan rentang payback period 3,4 -6,3 tahun untuk penghitungan NPV selama 20 tahun.

**Kata kunci : LNG *Supply Chain*, Simulasi Distribusi LNG, Kajian Ekonomis, ARENA.**

## **ABSTRACT**

**Name : Renna Widiastiti Widodo**  
**NRP : 4212100044**  
**Department : Marine Engineering**  
**Supervisors : A.A.B. Dinariyana D.P., S.T., MES., Ph.D**

Energy demands in Indonesia are generally increasing every year, it is proved from the RUPTL data that shows the demand of electricity in Indonesia has increased about 8.6% annually and from the government's work program to generate 35000 MW of electricity. Therefore it needs alternative solutions to meet the increasing needs of electricity. PT PLN (Persero) has anticipated on increasing demand of electricity in Indonesia, especially in Central Part of Indonesian , to ensure the availability of fuel for generating electricity through how to replace the fuel oil into LNG. This study discusses about the use of LNG to meet fuel power plants in Central Part of Indonesia to determine the matching of distribution pattern, what data facilities should be provided and constructed together with the study of economics. Location of source refinery is located in Makassar with the type floating LNG storage or can named by Floating Storage Unit (FSU) which supplies 5 regions that consist of 12 receiving terminals which are scattered throughout the region. This study discusses about the using of LNG ships with capacity of 6,000 m<sup>3</sup>, 10,000 m<sup>3</sup>, 12,000 m<sup>3</sup> and 20,000 m<sup>3</sup> as a means of LNG distribution from Makassar LNG terminal. For region 1 is supplied by using one vessel with capacity of 10,000 m<sup>3</sup>, for region 2 is supplied by vessel with capacity of 6,000 m<sup>3</sup>, region 3 is supplied by vessel that has capacity of 10,000 m<sup>3</sup>, region 4 is supplied by vessel with capacity of

6,000 m<sup>3</sup>, region 5 is supplied by vessel with capacity of 10,000 m<sup>3</sup>. The total investment cost of the construction investments of receiving terminal facilities is US \$ 144,443,200 and the total operating costs is US \$ 63,942,520.12 / year. Thereafter for economical study results has showed that the most optimal sale price margin is US \$ 2,2- US \$ 3 with range of 3.4 -6.3 year payback period for the calculation of NPV in 20 years.

**Keywords: LNG Supply Chain, Distribution Simulation LNG, Economic Studies, ARENA.**

## KATA PENGANTAR

Penulis mengucapkan puji syukur kepada Allah SWT atas limpahan berkatnya sehingga tugas akhir dengan judul **“LNG SUPPLY CHAIN DAN KAJIAN TEKNIS EKONOMIS DARI KILANG MAKASSAR MENUJU PEMBANGKIT INDONESIA BAGIAN TENGAH DENGAN PENDEKATAN SIMULASI DISKRIT”** ini dapat diselesaikan dengan baik.

Tugas akhir ini membahas tentang bagaimana membuat dan menentukan model skenario yang cocok untuk merepresentasikan distribusi LNG di Indonesia Bagian Tengah. Model skenario akan disimulasikan menggunakan *software* ARENA dan akan diketahui skenario mana yang paling optimal dan paling ekonomis. Keluaran dari studi ini adalah mengetahui berapa ukuran kapal yang optimal, ukuran tangki di terminal penerima LNG, proyeksi kapasitas permintaan yang harus dipenuhi dan mengetahui biaya investasi serta kelayakan investasinya.

Tugas akhir ini dapat terselesaikan dengan baik oleh penulis juga atas bantuan dan dukungan dari berbagai pihak. Oleh karenanya penulis mengucapkan terima kasih yang sebesar-besarnya kepada:

1. Ayah Rachmat Basuki Slamet Widodo, Ibu Titik Nurani, dan adik-adik Alliv Adjie Widodo, Adelia Mahardika Widodo serta semua keluarga yang telah memberikan kasih sayang, dukungan, dan doa.
2. Bapak A.A.B. Dinariyana D.P., S.T., MES., Ph.D. selaku dosen pembimbing yang telah mengarahkan dan memberikan banyak masukan dan perhatian selama proses pengerjaan tugas akhir.
3. Bapak Prof. Dr. Ketut Buda Artana ST. M.Sc. dan Bapak Dr. I Made Ariana, S.T, M.Sc. yang telah

memberi banyak perhatian dan masukan selama proses pengerjaan tugas akhir.

4. Bapak Ir. Sardono Sarwito, M.Sc selaku dosen wali.
5. Bapak Dr. Eng. M. Badruz Zaman, S.T, M.T selaku Ketua Jurusan Teknik Sistem Perkapalan dan Bapak Indra Ranu, S.T, M.T. yang telah memberikan fasilitas kepada penulis untuk menyelesaikan tugas akhir.
6. Abang Dwi Suasti, Kakak Emmy, Kakak Ucik dan Kakak Putri yang setia memberikan dukungan dalam pengerjaan tugas akhir.
7. Christian Suryatama, Deo dan Cakra yang telah banyak membantu pengerjaan tugas akhir saya.
8. Sahabat petualangan dan sahabat ngelawak yang juga setia mendengar keluh kesah dan selalu memberikan dukungan kepada saya yaitu Uyunk, Pepeb, Azizah, Dhina, Ana, Siti, Ayu, Khushnul.
9. Sahabat saya dari jaman maba dan yang masih langgeng “hubungannya” yaitu Natalia Dea Kartika dan Gabriel Yusian Gandung.
10. Semua keluarga laboratorium RAMS yang tidak dapat saya sebutkan satu per satu.
11. Pak komting BISMARCK’12 Fandhika Putera Santoso yang selalu saya repotkan, dan seluruh keluarga BISMARCK’12 yang saya kasihi.
12. Semua kerabat dan rekan-rekan di Jurusan Teknik Sistem Perkapalan FTK ITS.
13. Semua kerabat dan rekan-rekan di BEM FTK ITS.

Penulis menyadari bahwa penyusunan tugas akhir ini masih jauh dari sempurna. Oleh karena itu, segala saran serta masukan yang membangun sangat penulis harapkan demi perbaikan dan kemajuan tugas akhir ini.

Akhir kata, semoga Allah melimpahkan berkatnya kepada kita semua. Semoga laporan tugas akhir ini dapat bermanfaat bagi para pembaca.

Surabaya, Juli 2016  
Penulis



*“halaman ini sengaja dikosongkan”*

# DAFTAR ISI

BAB I PENDAHULUAN .....	1
1.1. Latar Belakang .....	1
1.2. Perumusan Masalah .....	5
1.3. Batasan Masalah .....	6
1.4. Tujuan Penulisan .....	6
1.5. Manfaat Tugas Akhir .....	7
BAB II TINJAUAN PUSTAKA .....	9
2.1 LNG .....	9
2.2 LNG <i>Supply Chain</i> .....	10
2.3 LNG Plant .....	13
2.4 FSU ( <i>Floating Storage Unit</i> ) .....	14
2.5 Terminal Penerimaan LNG .....	14
2.6 Kapal LNG .....	15
2.7 Metode Optimasi .....	18
2.8 Metode Simulasi .....	18
2.9 Discrete-Event Simulation .....	20
2.10 Arena Software .....	22
2.11 Kajian Ekonomis .....	34
BAB III METODOLOGI .....	37
3.1 Perumusan Masalah .....	37
3.2 Studi Literatur .....	37
3.3 Pengumpulan Data .....	38
3.4 Pemilihan Tipe Transportasi Pengangkut LNG .....	38

3.5	Pemodelan Supply Chain Dengan Simulasi .....	38
3.6	Parameter Hasil .....	39
3.7	<i>Feasibility Study</i> .....	39
BAB IV ANALISA DATA DAN PEMBAHASAN .....		41
4.1	Gambaran Umum Permasalahan Real .....	41
4.2	Pengumpulan Data .....	44
4.3	Penilaian Kualitatif Untuk Clustering Pembangkit. ....	50
4.4	Pemodelan Sistem.....	53
4.5	.....Menentukan Biaya Investasi Pada Terminal Penerima LNG. .....	68
4.6	Validasi dan Verifikasi Model .....	81
4.7	Menjalankan Simulasi .....	88
4.8	Analisa Data Hasil Simulasi .....	89
4.9	Kajian Ekonomi.....	133
BAB V KESIMPULAN DAN SARAN .....		145
5.1	Kesimpulan .....	145
DAFTAR PUSTAKA .....		147

## DAFTAR TABEL

Tabel 1. 1. Lokasi Pembangkit yang akan disuplai LNG. ....	4
Tabel 1. 2. Jarak Pembangkit dari FSU.....	5
Tabel 4. 1. Pembangkit yang disuplai.....	41
Tabel 4. 2. Data kebutuhan daya listrik untuk pembangkit di wilayah Pulau Sulawesi.....	45
Tabel 4. 3. Data kebutuhan daya listrik untuk pembangkit di wilayah Pulau Kalimantan.....	46
Tabel 4. 4. Nilai Konversi Satuan Untuk LNG.....	47
Tabel 4. 5. Data Kebutuhan LNG Tiap Pembangkit.....	48
Tabel 4. 6. Data Jarak Dari FSU Ke Tiap Pembangkit. ....	49
Tabel 4. 7. Ukuran Kapal LNG.....	50
Tabel 4. 8. Biaya Investasi Tiap Tipe Kapal LNG.....	50
Tabel 4. 9. Pengelompokan Cluster Pembangkit. ....	52
Tabel 4. 10. Jarak <i>Supply - Demand</i> .....	57
Tabel 4. 11.Kombinasi Rute Tiap Region .....	58
Tabel 4. 12. Daya mesin dan SFOC kapal.....	60
Tabel 4. 13 Tabel ekspresi distribusi untuk aktivitas simulasi. ....	61
Tabel 4. 14 Tarif Jasa Pelabuhan Pelindo 3.....	63
Tabel 4. 15 Tarif Jasa Pelabuhan Pelindo 4. ....	63
Tabel 4. 16 Hasil tinjauan lokasi terminal penerimaan LNG.	70
Tabel 4. 17 Estimasi harga tangki LNG. ....	71
Tabel 4. 18 Estimasi harga fasilitas terminal penerima. ....	71
Tabel 4. 19 Data Fasilitas Terminal Penerima. ....	73
Tabel 4. 20 Kebutuhan demand region 1/ hari.....	90
Tabel 4. 21 Jarak Tempuh Untuk Region 1 Dari Tiap Terminal Penerimaan.....	90
Tabel 4. 22 Hasil Simulasi Untuk Region 1. ....	90

Tabel 4. 23 Hasil Simulasi Dengan Arena Untuk Kapasitas <i>Storage</i> di Region 1. ....	91
Tabel 4. 24 Tabel rangkuman biaya operasional pada region 1 1.....	95
Tabel 4. 25 Kebutuhan demand region 2/ hari.....	96
Tabel 4. 26 Jarak Tempuh Untuk Region 2 Dari Tiap Terminal Penerimaan.....	96
Tabel 4. 27 Hasil Simulasi Region 2 .....	96
Tabel 4. 28 Hasil Simulasi Dengan Arena Untuk Kapasitas <i>Storage</i> di Region 3 .....	97
Tabel 4. 29 Tabel rangkuman biaya operasional pada region 2 .....	103
Tabel 4. 30. Kebutuhan demand region 3/hari.(m <sup>3</sup> ) .....	104
Tabel 4. 31. Jarak Tempuh Untuk Region 3 Dari Tiap Terminal Penerimaan (NM).....	104
Tabel 4. 32. Hasil Simulasi Untuk Region 3. ....	104
Tabel 4. 33.Hasil Simulasi Dengan Arena Untuk Kapasitas <i>Storage</i> di Region 3. ....	105
Tabel 4. 34 Tabel rangkuman biaya operasional pada region 3. .....	111
Tabel 4. 35 Kebutuhan LNG Region 4/ hari.....	111
Tabel 4. 36 Jarak Tempuh Untuk Region 4 Dari Tiap Terminal Penerimaan.....	112
Tabel 4. 37 Hasil Simulasi Untuk Region 4 .....	112
Tabel 4. 38 Hasil Simulasi Dengan Arena Untuk Kapasitas <i>Storage</i> di Region 4. ....	112
Tabel 4. 39 Tabel rangkuman biaya operasional pada region 4 .....	119
Tabel 4. 40 Kebutuhan LNG Region 5/ hari.....	119
Tabel 4. 41 Jarak Tempuh Untuk Region 5 Dari FSU .....	120
Tabel 4. 42 Hasil Simulasi Untuk Region 5 .....	120

Tabel 4. 43 Hasil Simulasi Dengan Arena Untuk Kapasitas <i>Storage</i> di Region 5. ....	120
Tabel 4. 44 Tabel rangkuman biaya operasional pada region 5 .....	123
Tabel 4. 45 Prakiraan kebutuhan listrik, angka pertumbuhan dan rasio elektrifikasi. ....	123
Tabel 4. 46 Rata-rata kenaikan <i>demand</i> setiap tahunnya. ...	124
Tabel 4. 47 Rincian perhitungan CAPEX untuk region 1 ...	134
Tabel 4. 48 Rincian perhitungan CAPEX untuk region 2 ...	135
Tabel 4. 49 Rincian perhitungan CAPEX untuk region 3 ...	135
Tabel 4. 50 Rincian perhitungan CAPEX untuk region 4 ...	135
Tabel 4. 51 Rincian perhitungan CAPEX untuk region 5 ...	136
Tabel 4. 52 Total biaya CAPEX dan OPEX region 1 .....	137
Tabel 4. 53 Total biaya CAPEX dan OPEX region 2 .....	137
Tabel 4. 54 Total biaya CAPEX dan OPEX region 3. ....	138
Tabel 4. 55 Total biaya CAPEX dan OPEX region 4. ....	139
Tabel 4. 56 Total biaya CAPEX dan OPEX region 5. ....	139
Tabel 4. 57 Ukuran kapal terpilih berdasarkan simulasi yang dilakukan. ....	140
Tabel 4. 58 Perhitungan <i>revenue</i> untuk margin US \$ 2. ....	141
Tabel 4. 59 Perhitungan margin penjualan US\$ .....	143
Tabel 4. 60 Hasil perhitungan dengan variasi margin penjualan .....	144

*“halaman ini sengaja dikosongkan”*

## DAFTAR GAMBAR

Gambar 2. 1 Komposisi dan Spesifikasi LNG .....	9
Gambar 2. 2. LNG Supply Chain .....	10
Gambar 2. 3. Persebaran Cadangan Gas di Indonesia .....	11
Gambar 2. 4. LNG Storage Tank .....	12
Gambar 2. 5. Fasilitas Regasifikasi LNG .....	13
Gambar 2. 6. Kilang LNG Indonesia .....	14
Gambar 2. 7. FSU ( <i>Floating Storage Unit</i> ).....	14
Gambar 2. 8. LNG Receiving Terminal.....	15
Gambar 2. 9. Komparasi Distribusi Gas Dengan Menggunakan Kapal LNG dan Pipa Gas. ....	16
Gambar 2. 10. Kapal LNG.....	17
Gambar 2. 11 Sistem ril dan sistem imitasi. ....	19
Gambar 2. 12. Grafik Simulasi Discrete Event.....	21
Gambar 2. 13. Menu Bar Arena. ....	23
Gambar 2. 14. Modul Create .....	25
Gambar 2. 15. Modul Dispose .....	26
Gambar 2. 16. Modul Process.....	27
Gambar 2. 17. Modul Decide.....	29
Gambar 2. 18. Modul Batch .....	30
Gambar 2. 19. Modul Separate .....	31
Gambar 2. 20. Modul Assign .....	32
Gambar 2. 21. Modul Record .....	33
Gambar 3. 1 Metodologi Distribusi LNG.....	40
Gambar 4. 1. Peta perencanaan distribusi LNG ke pembangkit-pembangkit. ....	42
Gambar 4. 2. Gambar pola desain model rantai pasok LNG .	43
Gambar 4. 3. Peta wilayah usaha PLN untuk Pulau Sulawesi .....	45



Gambar 4. 4. Peta wilayah usaha PLN untuk Pulau Kalimantan.....	46
Gambar 4. 5. Contoh Sistem Clustering.....	51
Gambar 4. 6. Peta Cluster ing Pembangkit.....	52
Gambar 4. 7. Model 1 Alur Distribusi LNG.....	66
Gambar 4. 8. Model 2 Simulasi kenaikan <i>demand</i> .....	67
Gambar 4. 9. Modul <i>Create</i> (kedatangan kapal).....	75
Gambar 4. 10. Modul <i>assign</i> (penambahan atribut dan variabel).....	76
Gambar 4. 11. Modul <i>station</i> (penambahan identifikasi tempat) .....	76
Gambar 4. 12. Modul Decide (penambahan <i>tipe condition</i> )..	77
Gambar 4. 13. Modul Hold (penambahan <i>queue condition</i> ) .	78
Gambar 4. 14. Modul Process (penambahan value yang diproses) .....	79
Gambar 4. 15. Modul Route (penambahan rute yang dituju) .	79
Gambar 4. 16. Modul Record (penambahan data apa saja yang di <i>report</i> .....	80
Gambar 4. 17 Modul Readwrite (Untuk menampilkan hasil simulasi pada Ms.Excel) .....	81
Gambar 4. 18 Susunan Model Simulasi Pada Arena Region 1 .....	82
Gambar 4. 19 Susunan Model Simulasi Pada Arena Region 2 .....	83
Gambar 4. 20 Susunan Model Simulasi Pada Arena Region 3 .....	84
Gambar 4. 21 Susunan Model Simulasi Pada Arena Region 4 <i>halaman ini sengaja dikosongkan</i> ” .....	85
Gambar 4. 22 Susunan Model Simulasi Pada Arena Region 5 .....	86

Gambar 4. 23. Verifikasi Model .....	87
Gambar 4. 24. Verifikasi Tidak Terjadi Eror Pada Model.....	88
Gambar 4. 25. Modul Setup Untuk Mengatur Timestep dan Lama Simulasi.....	89
Gambar 4. 26 Proyeksi penjualan tenaga listrik PLN tahun 2015-2024.....	124

*“halaman ini sengaja dikosongkan”*

## DAFTAR GRAFIK

Grafik 4. 1 Grafik <i>stock storage</i> Makassar dengan simulasi 1 kapal ukuran 6000 m <sup>3</sup> .....	91
Grafik 4. 2 Grafik <i>stock storage</i> Selayar dengan simulasi 1 kapal ukuran 6000 m <sup>3</sup> . ....	92
Grafik 4. 3 Grafik <i>stock storage</i> Makassar dengan simulasi 1 kapal ukuran 10000 m <sup>3</sup> .....	92
Grafik 4. 4 Grafik <i>stock storage</i> Selayar dengan simulasi 1 kapal ukuran 10000 m <sup>3</sup> .....	93
Grafik 4. 5 Grafik <i>stock storage</i> Makassar dengan simulasi 1 kapal ukuran 12000 m <sup>3</sup> .....	93
Grafik 4. 6 Grafik <i>stock storage</i> Selayar dengan simulasi 1 kapal ukuran 12000 m <sup>3</sup> .....	94
Grafik 4. 7 Grafik <i>stock storage</i> Makassar dengan simulasi 1 kapal ukuran 20000 m <sup>3</sup> .....	94
Grafik 4. 8 Grafik <i>stock storage</i> Selayar dengan simulasi 1 kapal ukuran 20000 m <sup>3</sup> .....	95
Grafik 4. 9 Grafik <i>stock storage</i> Bombana dengan simulasi 1 kapal ukuran 6000 m <sup>3</sup> .....	97
Grafik 4. 10 Grafik <i>stock storage</i> Bau-Bau dengan simulasi 1 kapal ukuran 6000 m <sup>3</sup> .....	98
Grafik 4. 11 Grafik <i>stock storage</i> Wangi-Wangi dengan simulasi 1 kapal ukuran 6000 m <sup>3</sup> .....	98
Grafik 4. 12 Grafik <i>stock storage</i> Bombana dengan simulasi 1 kapal ukuran 10.000 m <sup>3</sup> . ....	99
Grafik 4. 13 Grafik <i>stock storage</i> Bau-Bau dengan simulasi 1 kapal ukuran 10.000 m <sup>3</sup> .....	99
Grafik 4. 14 Grafik <i>stock storage</i> Wangi-Wangi dengan simulasi 1 kapal ukuran 10.000 m <sup>3</sup> .....	100

Grafik 4. 15 Grafik stock storage Bombana dengan simulasi 1 kapal ukuran 12.000 m <sup>3</sup> .	100
Grafik 4. 16 Grafik stock storage Bau-Bau dengan simulasi 1 kapal ukuran 12.000 m <sup>3</sup> .	101
Grafik 4. 17 Grafik stock storage Wangi-Wangi dengan simulasi 1 kapal ukuran 12.000 m <sup>3</sup> .	101
Grafik 4. 18 Grafik stock storage Bombana dengan simulasi 1 kapal ukuran 20.000 m <sup>3</sup> .	102
Grafik 4. 19 Grafik stock storage Bau-Bau dengan simulasi 1 kapal ukuran 20.000 m <sup>3</sup> .	102
Grafik 4. 20 Grafik stock storage Wangi-Wangi dengan simulasi 1 kapal ukuran 20.000 m <sup>3</sup> .	103
Grafik 4. 21. Grafik <i>stock storage</i> Gorontalo dengan simulasi 2 kapal ukuran 6000 m <sup>3</sup> .	105
Grafik 4. 22. Grafik <i>stock storage</i> Sulbagut Minahasa dengan simulasi 2 kapal ukuran 6000 m <sup>3</sup> .	106
Grafik 4. 23. Grafik <i>stock storage</i> Tahuna dengan simulasi 2 kapal ukuran 6000 m <sup>3</sup> .	106
Grafik 4. 24. Grafik <i>stock storage</i> Gorontalo dengan simulasi 1 kapal ukuran 10000 m <sup>3</sup> .	107
Grafik 4. 25. Grafik <i>stock storage</i> Sulbagut Minahasa dengan simulasi 1 kapal ukuran 10000 m <sup>3</sup> .	107
Grafik 4. 26. Grafik <i>stock storage</i> Tahuna dengan simulasi 1 kapal ukuran 10000 m <sup>3</sup> .	108
Grafik 4. 27. Grafik <i>stock storage</i> Gorontalo dengan simulasi 1 kapal ukuran 12000 m <sup>3</sup> .	108
Grafik 4. 28. Grafik <i>stock storage</i> Sulbagut Minahasa dengan simulasi 1 kapal ukuran 12000 m <sup>3</sup> .	108
Grafik 4. 29. Grafik <i>stock storage</i> Tahuna dengan simulasi 1 kapal ukuran 12000 m <sup>3</sup> .	109

Grafik 4. 30. Grafik <i>stock storage</i> Gorontalo dengan simulasi 1 kapal ukuran 20000 m <sup>3</sup> .....	109
Grafik 4. 31. Grafik <i>stock storage</i> Sulbagut Minahasa dengan simulasi 1 kapal ukuran 20000 m <sup>3</sup> .....	110
Grafik 4. 32. Grafik <i>stock storage</i> Tahunadengan simulasi 1 kapal ukuran 20000 m <sup>3</sup> .....	110
Grafik 4. 33. Grafik <i>stock storage</i> Kaltim (Balikpapan) dengan simulasi 1 kapal ukuran 6000 m <sup>3</sup> .....	113
Grafik 4. 34 Grafik <i>stock storage</i> Tanjung Selor dengan simulasi 1 kapal ukuran 6000 m <sup>3</sup> .....	113
Grafik 4. 35 Grafik <i>stock storage</i> Nunukan dengan simulasi 1 kapal ukuran 6000 m <sup>3</sup> .....	114
Grafik 4. 36. Grafik <i>stock storage</i> Kaltim (Balikpapan) dengan simulasi 1 kapal ukuran 10.000 m <sup>3</sup> .....	114
Grafik 4. 37 Grafik <i>stock storage</i> Tanjung Selor dengan simulasi 1 kapal ukuran 10.000 m <sup>3</sup> .....	115
Grafik 4. 38 Grafik <i>stock storage</i> Nunukan dengan simulasi 1 kapal ukuran 10.000 m <sup>3</sup> .....	115
Grafik 4. 39 Grafik <i>stock storage</i> Kaltim (Balikpapan) dengan simulasi 1 kapal ukuran 12.000 m <sup>3</sup> .....	116
Grafik 4. 40 Grafik <i>stock storage</i> Tanjung Selor dengan simulasi 1 kapal ukuran 12.000 m <sup>3</sup> .....	116
Grafik 4. 41 Grafik <i>stock storage</i> Nunukan dengan simulasi 1 kapal ukuran 12.000 m <sup>3</sup> .....	117
Grafik 4. 42 Grafik <i>stock storage</i> Kaltim (Balikpapan) dengan simulasi 1 kapal ukuran 20.000 m <sup>3</sup> .....	117
Grafik 4. 43 Grafik <i>stock storage</i> Tanjung Selor dengan simulasi 1 kapal ukuran 20.000 m <sup>3</sup> .....	118
Grafik 4. 44 Grafik <i>stock storage</i> Nunukan dengan simulasi 1 kapal ukuran 20.000 m <sup>3</sup> .....	118

Grafik 4. 45 Grafik <i>stock storage</i> Kalimantan Selatan dengan simulasi 2 kapal ukuran 6.000 m <sup>3</sup> .....	121
Grafik 4. 46 Grafik <i>stock storage</i> Kalimantan Selatan dengan simulasi 1 kapal ukuran 10.000 m <sup>3</sup> .....	121
Grafik 4. 47 Grafik <i>stock storage</i> Kalimantan Selatan dengan simulasi 1 kapal ukuran 12.000 m <sup>3</sup> .....	122
Grafik 4. 48 Grafik <i>stock storage</i> Kalimantan Selatan dengan simulasi 1 kapal ukuran 20.000 m <sup>3</sup> .....	123
Grafik 4. 49 Grafik kenaikan total <i>demand</i> LNG/hari sampai tahun 2024. ....	125
Grafik 4. 50 Grafik simulasi kenaikan <i>demand</i> pada terminal penerima Makassar selama 9 tahun dengan menggunakan kapal ukuran 10.000 m <sup>3</sup> .....	127
Grafik 4. 51 Grafik simulasi kenaikan <i>demand</i> pada terminal penerima Selayar selama 9 tahun dengan menggunakan kapal ukuran 10.000 m <sup>3</sup> .....	127
Grafik 4. 52 Grafik simulasi kenaikan <i>demand</i> pada terminal penerima Bombana selama 9 tahun dengan menggunakan kapal ukuran 6.000 m <sup>3</sup> .....	128
Grafik 4. 53 Grafik simulasi kenaikan <i>demand</i> pada terminal penerima Bau-Bau selama 9 tahun dengan menggunakan kapal ukuran 6.000 m <sup>3</sup> .....	128
Grafik 4. 54 Grafik simulasi kenaikan <i>demand</i> pada terminal penerima Wang-Wangi selama 9 tahun dengan menggunakan kapal ukuran 6.000 m <sup>3</sup> .....	129
Grafik 4. 55 Grafik simulasi kenaikan <i>demand</i> pada terminal penerima Gorontalo selama 9 tahun dengan menggunakan kapal ukuran 10.000 m <sup>3</sup> .....	130
Grafik 4. 56 Grafik simulasi kenaikan <i>demand</i> pada terminal penerima Tahuna selama 9 tahun dengan menggunakan kapal ukuran 10.000 m <sup>3</sup> .....	130

Grafik 4. 57 Grafik simulasi kenaikan <i>demand</i> pada terminal penerima Kalimantan Timur (Balikpapan) selama 9 tahun dengan menggunakan kapal ukuran 6.000 m <sup>3</sup> .....	131
Grafik 4. 58 Grafik simulasi kenaikan <i>demand</i> pada terminal penerima Tanjung Selor selama 9 tahun dengan menggunakan kapal ukuran 6.000 m <sup>3</sup> .....	131
Grafik 4. 59 Grafik simulasi kenaikan <i>demand</i> pada terminal penerima Nunukan selama 9 tahun dengan menggunakan kapal ukuran 6.000 m <sup>3</sup> .....	132
Grafik 4. 60 Grafik simulasi kenaikan <i>demand</i> pada terminal penerima Kalimantan Selatan selama 9 tahun dengan menggunakan kapal ukuran 10.000 m <sup>3</sup> . .....	133





# **BAB I**

## **PENDAHULUAN**

### **1.1. Latar Belakang**

Di Indonesia saat ini yang menjadi komoditi ekspor utama masih ditempati oleh minyak dan gas (migas). Dapat dilihat dari kontribusi komoditi tersebut dalam menambah jumlah devisa Negara Indonesia yang hampir mencapai 50 %. Minyak dan gas adalah komoditi yang tidak dapat diperbaharui, untuk itu perlu adanya pengelolaan yang baik dan bijaksana agar dapat dimanfaatkan secara efektif dan efisien.

Hal yang menjadi tantangan untuk industri migas adalah bagaimana cara memenuhi peningkatan permintaan untuk kebutuhan domestik. Salah satu indikator peningkatan permintaan adalah meningkatnya kebutuhan listrik diseluruh wilayah Indonesia, terbukti dengan adanya program kerja pemerintah yaitu program pembangkit Listrik 35000 MW.

Alternatif yang ditawarkan adalah peralihan bahan bakar dari HSD (High Speed Diesel) menjadi LNG (Liquified Natural Gas). LNG adalah suatu gas alam yang dalam proses pengangkutanya dikonversi dalam wujud cair, proses pengolahan menjadi wujud cair ini dengan cara didinginkan dengan suhu  $-162^{\circ}\text{C}$ . Dengan wujud cair dari LNG ini lebih efisien dan memudahkan dalam transportasinya. Peralihan bahan bakar dari HSD menjadi LNG ini bertujuan untuk membantu memenuhi kebutuhan pembangkit di Indonesia. Mengapa LNG ? LNG memiliki kelebihan dibandingkan dengan bahan bakar solar (HSD) untuk pembangkit diantaranya adalah, LNG lebih murah dibandingkan dengan solar (HSD), ketersediaan LNG lebih terjamin dibandingkan dengan solar, untuk sarana pengangkutan atau transportasinya lebih efisien apabila mengangkut LNG, lebih ramah lingkungan. LNG adalah

salah satu energi yang saat ini sedang dikembangkan dalam industri migas.

Konsep distribusi LNG ini perlu dilakukan dikarenakan fasilitas terminal penerima LNG masih sedikit di Indonesia, sehingga perlu dilakukan kajian teknis dalam bentuk pemodelan pola distribusi LNG di Indonesia untuk mendapatkan distribusi LNG yang optimal dan efisien dari segala pertimbangan yang ada.

Pada distribusi LNG ini memiliki beberapa masalah, mengingat masalah pemilihan alternatif moda transportasi (pipa, kapal, truk, dan lainya) dan investasi yang dibutuhkan yang sesuai dengan moda transportasi LNG. Penggunaan LNG carrier sebagai sarana transportasi gas alam cair hingga saat ini masih diakui sebagai salah satu alternatif moda transportasi yang paling efisien khususnya untuk rute menengah dan jauh. Akan tetapi Pemakaian LNG *carrier* membutuhkan dukungan infrastruktur yang sedemikian besar dalam proses transportasinya, infrastruktur tersebut adalah liquifaction plant, loading terminal dengan storage tanks, receiving terminal dengan *storage tanks*, serta re-gasification plant sebelum diterima oleh end user (BPMIGAS, 2008).

Desain simulasi yang akan didesain ada dua desain model yaitu desain sistem *cluster* dan sistem variasi LNG *carrier* dan juga simulasi peningkatan *demand* dari desain model tersebut dapat disimulasikan dan dikaji untuk kelayakan teknis sistem rantai pasok LNG, manakah yang lebih tepat dan nilai keekonomisannya yang paling besar. Dengan menggunakan metode pendekatan simulasi, maka desain model dan kelayakan teknis untuk rantai pasok LNG yang paling cocok dan paling tepat akan diketahui hasilnya.

Simulasi yang dimaksud adalah simulasi diskrit, dimana simulasi diskrit adalah simulasi dimana perubahan statusnya terjadi pada titik-titik diskrit dalam waktu yang dipicu oleh kejadian (event), simulasi diskrit menggambarkan suatu

aliran proses atau urutan kejadian untuk menjalankan simulasi. Input dari simulasi diskrit ini adalah berdasarkan data-data yang ada contohnya adalah, jarak masing-masing pembangkit dari kilang, tata letak dari pembangkit yang akan disuplai, kapasitas pembangkit, moda transportasi yang memungkinkan untuk digunakan, biaya operasional distribusi, dll. Parameter hasil yang diharapkan dari simulasi ini adalah mendapatkan rute terpendek, skenario dari distribusi LNG (moda transportasi), dan *minimum cost* untuk investasi. Alasan mengapa memakai simulasi diskrit sebagai metode pendekatannya dikarenakan permintaan suplai dari masing-masing pembangkit berbeda-beda, waktu habis pemakaian LNG di storage berbeda-beda tiap pembangkit, berubah-ubah dari waktu ke waktu (tidak pasti) dan juga dalam kajian ini yang harus dikaji adalah masa investasi untuk storage tank pada masing-masing pembangkit apakah dibuat sesuai dengan kapasitas kebutuhan pada saat ini saja ataukah harus memperhitungkan juga kapasitas kebutuhan pada pembangkit untuk beberapa tahun kedepan untuk kapasitas muat tangkinya.

Dari simulasi yang akan dirancang, maka akan diketahui penjadwalan dalam pengiriman LNG dari tiap-tiap pembangkit, rute yang akan digunakan, jumlah kapal yang dipakai dalam pendistribusian LNG, penentuan penjadwalan pengiriman LNG agar storage LNG di pembangkit selalu berada diatas *minimum stock* dan juga biaya terendah (*minimum cost*) yang dapat digunakan.

Daerah atau origin yang akan disimulasikan dalam rantai pasok LNG dan kelayakan teknisnya adalah dari kilang LNG Makassar (supplier) dimana kilang LNG di Makassar ini adalah kilang terapung (*Floating Storage Unit*) menuju daerah pembangkit (demand) di Indonesia Bagian Tengah. Data pembangkit daerah Sulawesi dan Kalimantan tertera pada tabel.1.1 dibawah ini, dimana pembangkit-pembangkit tersebut adalah pembangkit yang telah

dikonversi dari bahan bakar solar (*High Speed Diesel*) menjadi pembangkit berbahan bakar LNG.

Tabel 1. 1. Lokasi Pembangkit yang akan disuplai LNG.

No	Lokasi	Nama PP
1	Sulawesi Selatan	Sulsel Peaker
2	Sulawesi Selatan	Mobile PP Sulsel 1
3	Sulawesi Selatan	Mobile PP Sulsel 2
4	Sulawesi Selatan	Makassar Peaker
5	Sulawesi Tenggara	Selayar
6	Sulawesi Tenggara	Mobile PP Kolaka Utara
7	Sulawesi Tenggara	Mobile PP Kendari
8	Sulawesi Tenggara	Mobile PP Bombana
9	Sulawesi Tenggara	Bau-Bau
10	Sulawesi Tenggara	Mobile PP Wangi-Wangi
11	Gorontalo	Gorontalo Peaker
12	Sulawesi Utara	Mobile PP Sulbagut
13	Sulawesi Utara	Minahasa Peaker
14	Sulawesi Utara	Tahuna
15	Kalimantan Utara	Nunukan 2
16	Kalimantan Utara	Malinau
17	Kalimantan Utara	Tanjung Selor
18	Kalimantan Timur	Kaltim Peaker 2
19	Kalimantan Timur	Mobile PP Kaltim
20	Kalimantan Selatan	Kalsel Peaker 2
21	Kalimantan Selatan	Mobile PP Kalselteng 1
22	Kalimantan Selatan	Mobile PP Kalselteng 2

Kemudian untuk jarak antar pembangkit dapat dilihat dari Tabel 1.2 dibawah ini.

Tabel 1. 2. Jarak Pembangkit dari FSU

No	Nama PP	Distance from FSU (miles)
1	Sulsel Peaker	28
2	Mobile PP Sulsel 1	25
3	Mobile PP Sulsel 2	22
4	Makassar Peaker	4
5	Selayar	117
6	Mobile PP Kolaka Utara	304
7	Mobile PP Kendari	363
8	Mobile PP Bombana	256
9	Bau-Bau	259
10	Mobile PP Wangi-Wangi	333
11	Gorontalo Peaker	615
12	Mobile PP Sulbagut	774
13	Minahasa Peaker	804
14	Tahuna	883
15	Nunukan 2	679
16	Malinau	613
17	Tanjung Selor	613
18	Kaltim Peaker 2	321
19	Mobile PP Kaltim	321
20	Kalsel Peaker 2	372
21	Mobile PP Kalselteng 1	395
22	Mobile PP Kalselteng 2	386

## 1.2. Perumusan Masalah

Permasalahan pokok pada tugas akhir ini adalah :

1. Bagaimana menentukan skenario distribusi LNG dari FSU Makassar menuju pembangkit di Indonesia Bagian Tengah dengan memperhatikan kebutuhan LNG pada tiap pembangkit?
2. Bagaimanakah desain model simulasi rantai pasok yang cocok untuk merepresentasikan sistem rantai pasok LNG di Indonesia Bagian Tengah?

3. Bagaimanakah analisa keekonomisan dari desain sistem rantai pasok LNG untuk mensuplai pembangkit di daerah Indonesia Tengah?

### **1.3. Batasan Masalah**

Dari uraian di atas maka permasalahan utama yang akan dibahas adalah sebagai berikut :

1. Seluruh kebutuhan pembangkit di daerah Indonesia Tengah diasumsikan bisa tersuplai dari FSU Makassar.
2. Dalam perencanaan kajian disini daerah untuk pembangkit yang dituju berada di Pulau Sulawesi, Kalimantan dan Nusa Tenggara.
3. Asumsi untuk membuat model transportasi LNG dari kilang Makasar menuju demand (Pembangkit Listrik) adalah sebagai berikut :
  - a) Saat proses distribusi, kecepatan setiap moda transportasi dianggap sama dan konstan selama waktu perjalanan dari lokasi asal menuju lokasi tujuan.
  - b) Tidak ada waktu tunggu bongkar muat khusus untuk Kapal LNG, diasumsikan kapal dapat langsung melakukan bongkar muat secara langsung.
  - c) Waktu *trip* dihitung berdasarkan pada lamanya waktu lamanya pelayaran dilaut.
  - d) Untuk terminal penerima LNG dan fasilitas regasifikasi diasumsikan siap operasi dan dalam kondisi yang baik sehingga dapat langsung melayani dari kapal LNG yang datang

### **1.4. Tujuan Penulisan**

1. Mendesain skenario distribusi LNG dari FSU Makassar menuju pembangkit di Indonesia Bagian Tengah dengan memperhatikan kebutuhan LNG pada tiap pembangkit.
2. Memodelkan simulasi rantai pasok untuk mereplikasikan sistem rantai pasok LNG di Indonesia Bagian Tengah .

3. Menganalisa keekonomisan dari desain sistem rantai pasok LNG untuk mensuplai pembangkit di daerah Indonesia Tengah.

### **1.5. Manfaat Tugas Akhir**

Manfaat yang dapat diperoleh dari penulisan tugas akhir ini adalah :

1. Memberikan pemodelan dengan simulasi tentang rantai pasok LNG.
2. Memperoleh pertimbangan apa saja yang harus diperhatikan dalam pendistribusian LNG.
3. Mengetahui nilai keekonomisan dari masing-masing pola distribusi LNG.



*“halaman ini sengaja dikosongkan”*

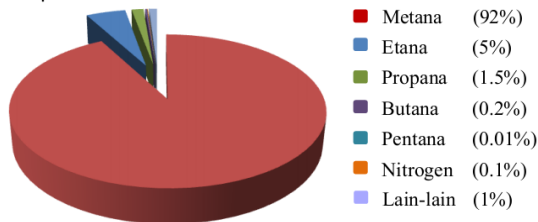
## BAB II

### TINJAUAN PUSTAKA

Pada masing-masing sub bab akan dibahas materi-materi pendukung sesuai dengan judul tugas akhir yang dikerjakan.

#### 2.1 LNG

LNG (*Liquified Natural Gas*) adalah suatu gas alam yang berupa (metana- $\text{CH}_4$ ) yang telah diproses dipisahkan dengan kandungan gas lainnya. Dalam proses pengolahan gas metana- $\text{CH}_4$  hingga menjadi cair (LNG) adalah dengan mendinginkannya hingga mencapai  $-160^\circ\text{C}$  pada tekanan atmosfer (Ertl, 2005). Pada kondisi cair ini volumenya menjadi 1/600 dari kondisi awal dalam keadaan masih berbentuk gas. Sehingga membuat LNG ini lebih hemat dan efisien dalam transportasinya. Komposisi LNG pada umumnya terdiri metana ( $\text{C}_1$ ) ditambah etana ( $\text{C}_2$ ) dan sebagian kecil propane ( $\text{C}_3$ ), butane ( $\text{C}_4$ ), dan nitrogen ( $\text{NO}_2$ ). Komposisi yang LNG yang sebenarnya tergantung dari sumber gas dan teknologi pemrosesannya. Komposisi dan spesifikasi LNG dapat dilihat pada gambar 2.1 dibawah.



Sumber : Novriliza, 2008

Gambar 2. 1 Komposisi dan Spesifikasi LNG  
(Sumber:Novriliza, 2008)

## 2.2 LNG Supply Chain

*LNG Supply chain* adalah distribusi LNG dari kilang LNG menuju terminal penerima LNG. Moda transportasi atau media distribusi LNG dapat menggunakan berbagai macam cara yaitu dengan kapal, truk, pipa dengan disesuaikan pada kondisi geografis letak dari *supply* ke *demand* LNG.

Untuk rute distribusi LNG kategori menengah dan jauh, biasanya menggunakan moda transportasi kapal LNG karena tidak dimungkinkannya membangun jalur saluran pipa pada wilayah yang dilewati karena keadaan geografisnya, contohnya wilayah tersebut berupa perairan dengan kedalaman air yang terlalu dalam. Berikut adalah contoh gambaran distribusi LNG dari sumur atau ladang gas menuju terminal penerima LNG. Skenario *LNG supply chain* dapat dilihat pada Gambar 2.2 dibawah ini.



Gambar 2. 2. LNG Supply Chain

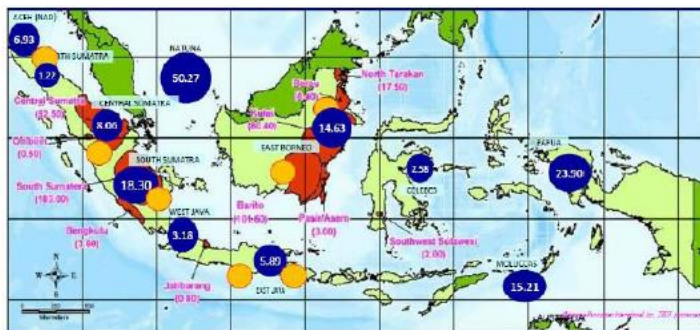
Sumber: *Linde*, 2015

Sekmen-Sekmen LNG Supply Chain :

### 1. Eksplorasi-Produksi

Kegiatan utama pada tahap ini adalah menganalisa struktur geologi pada daerah-daerah yang dimungkinkan mengandung banyak hidrokarbon. Sehingga dapat dilakukan eksplorasi pada daerah tersebut untuk mendapatkan gas ataupun minyak.

Sumber gas di Indonesia ada di beberapa wilayah kawasan Indonesia, yakni terdapat pada provinsi Nangroe Aceh Darussalam ( Kilang Arun ), Natuna Timur, Natuna Barat ( Ladang Belanak ), Sumatera Selatan ( Ladang Grissik, Pagardewa ), Bagian Utara Jawa Barat, Bagian Utara Jawa Tengah ( Ladang Kepondang ), Lapindo Brantas, Santos ), Bagian Utara Bali ( Ladang Pagerungan dan Terang Sirasun ), Kalimantan Timur ( Kilang Badak, Bontang ), Sulawesi Tengah ( Kilang Donggi dan Senoro, Sengkang ), Papua ( Kilang Tangguh, Ladang Wiriagar, Berau, Muturi ). Berikut adalah peta persebaran cadangan gas alam di wilayah Indonesia yang dapat dilihat pada Gambar 2.3 dibawah ini.



Gambar 2. 3. Persebaran Cadangan Gas di Indonesia

Sumber : Presentasi Ketut Buda Artan bulan September 2015

## 2. Pencairan (Liquefaction)

Pencairan atau *liquefaction* adalah proses perubahan atau pencairan gas alam menjadi wujud cair. Proses pencairan ini dengan cara didinginkan hingga suhu mencapai -160°C. Proses pencairannya dimulai dari tahap pemisahan senyawa-senyawa yang terkandung pada gas yang diambil dari sumur contohnya adalah proses menghilangkan CO<sub>2</sub> pada kandungan gas alam secara kimiawi, kemudian penghilangan uap air secara absorb

fisis dan dilanjutkan pemisahan hidrokarbon sesuai dengan fraksinya. Untuk LNG ini fraksi hidrokarbon yang diambil adalah hanya  $C_1$  (metana) dan  $C_2$  (etana) dan hanya sebagian kecil  $C_3$  dan  $C_4$ .

### 3. Transportasi LNG

Transportasi LNG adalah suatu moda untuk mendistribusikan LNG. Untuk transportasi LNG ini bisa dilakukan dengan 3 cara yaitu dengan kapal, trek, dan pipa tergantung dengan pertimbangan letak topologi dan jarak dari *supply* ke *demand* untuk memilih manakah cara yang dipilih untuk mendistribusikan LNG.

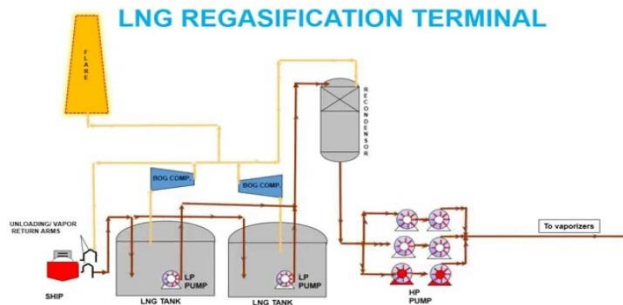
### 4. Storage dan Regasifikasi

Setelah LNG diterima dan dibongkar pada terminal penerima maka selanjutnya LNG disimpan di tangki kriogenik. Setiap tangki LNG dilengkapi dengan Boil Off Compressor yang berfungsi untuk menghisap uap berlebih yang terbentuk dalam tangki LNG (Boil Off Gas/BOG) contoh mini LNG storage dapat dilihat pada Gambar 2.4. Kemudian LNG diproses untuk diregasifikasi dikembalikan menjadi fase gas dengan unit vaporizer dan gas disalurkan menuju pembangkit sebagai konsumen pada studi ini.



Gambar 2. 4. LNG Storage Tank

Sumber : [http://www.n-sharyo.co.jp/business/yuso/pro-lngstoragetank\\_e.html](http://www.n-sharyo.co.jp/business/yuso/pro-lngstoragetank_e.html)



Gambar 2. 5. Fasilitas Regasifikasi LNG

Sumber : <https://www.youtube.com/watch?v=CdW2-enUNdU>

### 2.3 LNG Plant

Terdapat beberapa kilang pencair gas alam ( Liquefaction Plants ) di Indonesia. Ada empat kawasan produksi gas alam di Indonesia dimana produksi gas dikumpulkan dan disalurkan menuju kilang pencair gas alam untuk diubah menjadi LNG. Kawasan tersebut adalah Kilang Badak ( Bontang, Kalimantan Timur ), Kilang Arun ( Nangroe Aceh Darussalam ), Kilang Tangguh ( Papua ) dan Kilang Donggi-Senoro ( Sulawesi ). Kilang Badak, Bontang dengan hasil produksi LNG sebesar 22,59 MTPY, Tangguh sebesar 7 MTPY dan Donggi-Senoro sebesar 2 MTPY. Peta persebaran kilang LNG di Indonesia dapat dilihat pada Gambar 2.6.



Gambar 2. 6. Kilang LNG Indonesia

## 2.4 FSU (*Floating Storage Unit*)



Gambar 2. 7. FSU (*Floating Storage Unit*)

Sumber: [http://misc.com.my/image\\_gallery\\_photoview.aspx?albumID=480506bc-15ec-496f-952c-76fa52c998a7](http://misc.com.my/image_gallery_photoview.aspx?albumID=480506bc-15ec-496f-952c-76fa52c998a7)

FSU adalah sebuah *storage* LNG terapung yang biasanya menggunakan kapal atau barge untuk menampung LNG.

## 2.5 Terminal Penerima LNG

Terminal penerima LNG atau LNG receiving terminal adalah terminal untuk menerima pengiriman LNG dari kapal LNG. Terminal penerima LNG dapat berlokasi di tepi laut

maupun juga dapat berlokasi di perairan yang dekat dengan daratan atau sering disebut floating receiving terminal. Fungsi operasional utama terminal penerima ini adalah untuk menyimpan dan juga meregasifikasi LNG, serta mendistribusikan LNG menuju pembangkit melalui truk ataupun pipa yang terkoneksi menuju pembangkit. Fasilitas yang harus dibangun pada terminal penerima adalah fasilitas bongkar muatan, tangki penyimpanan LNG, kompresor untuk penganganan BOG, pompa LNG, vaporizer, dan fasilitas pendukung lainnya. Contoh gambar terminal penerimaan LNG dapat dilihat pada Gambar 2.8 dibawah ini.



Gambar 2. 8. LNG Receiving Terminal

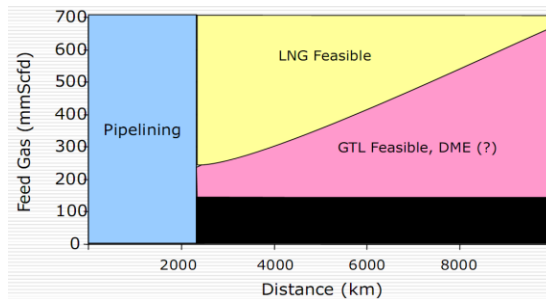
Sumber : <http://gcaptain.com/wp-content/uploads/2014/04/singapore-lng.jpg>

## 2.6 Kapal LNG

Kapal LNG merupakan kapal tanker pembawa gas alam cair yang memindahkan gas alam dari ladangnya menuju daerah penerima untuk digunakan sebagai sumber energi. Penggunaan kapal LNG umumnya digunakan untuk pendistribusian LNG pada rute menengah atau jauh. Hal ini



dikarenakan karena ketidakmungkinan dilakukan pembangunan saluran pipa pada wilayah yang dilalui oleh kapal. Wilayah yang tidak dapat dilalui oleh saluran pipa dapat berupa wilayah perairan dengan kedalaman air yang cukup dalam, jarak yang cukup jauh yang dipisahkan oleh perairan sehingga penggunaan saluran pipa kurang memungkinkan dan hal-hal lain yang membatasi penggunaan saluran pipa. Berikut gambaran perbandingan jarak antara penggunaan saluran pipa gas dengan penggunaan kapal LNG diterangkan pada Gambar 2.9 dibawah ini.



Gambar 2. 9. Komparasi Distribusi Gas Dengan Menggunakan Kapal LNG dan Pipa Gas.

Sumber : [www.golar-lng.com](http://www.golar-lng.com)

Pengangkutan gas alam dengan menggunakan pipa memiliki beberapa keterbatasan, antara lain keterbatasan gerak, memerlukan investasi yang besar, penanganan sistem kompressor yang cukup rumit mengingat semakin jauh jarak maka semakin besar kompressor yang digunakan, penanganan terhadap keselamatan lingkungan cukup besar mengingat tekanan dalam jaringan pipa tersebut sangat tinggi sehingga sedikit kebocoran dapat berakibat fatal terhadap lingkungannya. Selain itu juga sangat rumit dalam perijinan pembangunan jalur pipa pada daerah-daerah tertentu.

Alternatif lain yang digunakan dalam pengangkutan gas alam ini adalah dengan menggunakan transportasi laut. Moda angkut kapal untuk LNG dapat berupa kapal-kapal pengangkut LNG (LNG Carrier / LNG Tanker) dan kapal-kapal kontainer. LNG Carrier / LNG Tanker merupakan salah satu jenis kapal khusus yang dirancang untuk mengangkut satu jenis muatan/kargo saja. Kapal-kapal tersebut memiliki tangki-tangki khusus yang dirancang untuk menjaga suhu muatannya (LNG) hingga  $-163$  derajat celsius. Contoh gambar kapal LNG dapat dilihat pada Gambar 2.10. Beberapa kelebihan dari sarana angkut kapal-kapal pengangkut LNG adalah gas alam yang diangkut bisa dalam jumlah besar untuk sekali angkut mengingat gas alam yang diangkut dalam bentuk cairan dan memiliki volume seperenam ratus ( $1/600$ ) dari volume semula (bentuk gas). Siklus pelayaran kapal-kapal pengangkut LNG dapat digolongkan menjadi tiga, yaitu :

- Ballast Voyage
- Loaded Voyage
- Docking Voyage (baik sesudah maupun sebelum)



Gambar 2. 10. Kapal LNG

Sumber: <http://beritatrans.com/2014/10/21/kapal-lng-seishu-maru-lewati-uji-gas/> (akses 24/12/2015: 19.28)

Dalam pemilihan kapal pengangkut LNG perlu memperhatikan parameter-parameter yang mempengaruhi perhitungan nilai ekonomis kapal. Parameter yang dimaksud disini adalah seperti dimensi kapal yang dipilih, ongkos muatan, dan biaya operasional kapal.

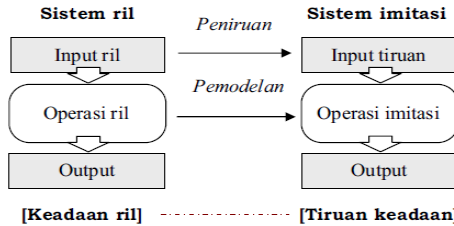
Biaya operasional kapal adalah biaya yang dihitung berdasarkan waktu yang dibutuhkan untuk transportasi kapal tersebut. Biaya Operasi dibagi menjadi dua jenis biaya yaitu *Fixed costs* dan *Variable costs*. Komponen *fixed costs* adalah biaya tetap dan tidak tergantung pada operasi kapal, terdiri atas biaya kepemilikan (*ownership cost component*), sedangkan biaya variabel adalah biaya yang tergantung pada operasional kapal itu sendiri.

## **2.7 Metode Optimasi**

Metode Optimasi adalah metode rancangan dan pengoperasian dari sebuah sistem atau proses untuk membuat rancangan yang seoptimal mungkin dalam artian memaksimalkan atau meminimalkan. Dalam pengoptimalkan sistem yang dirancang dapat menyesuaikan berbagai parameter yang dipakai dalam upaya untuk mendapatkan hasil yang lebih baik atau ekonomis.

## **2.8 Metode Simulasi**

Metode simulasi adalah sebuah metode penelitian dalam sebuah kasus dengan cara mengimitasi proses dan kejadian yang riil. Metode simulasi ini digunakan untuk mengetahui hasil dari beberapa skenario (*what if*) jika satu atau lebih komponen variabelnya diubah.



Gambar 2. 11 Sistem ril dan sistem imitasi.

Sumber : Paper simulasi sistem

Keuntungan dari penggunaan simulasi adalah sebagai berikut.

1. Menghemat waktu.
2. Dapat melebarkan waktu sesuai dengan data masukan yang diharapkan selain dari kondisi sebenarnya.
3. Dapat mengawasi sumber-sumber bervariasi.
4. Model dari sistem dapat digunakan untuk menjelaskan, memahami dan memperbaiki sistem tersebut.
5. Dapat dihentikan dan dijalankan kembali tanpa berpengaruh terhadap data masukan yang telah diperoleh.
6. Mudah diperbanyak.
7. Dapat mengetahui performansi dan informasi dari suatu sistem.

Kekurangan dari penggunaan simulasi adalah sebagai berikut :

1. Simulasi kurang akurat.
2. Model simulasi yang baik membutuhkan biaya relative mahal, bahkan sering juga membutuhkan waktu bertahun-tahun untuk mengembangkan model yang sesuai.
3. Tidak semua situasi dapat dievaluasi dengan simulasi.

Simulasi menghasilkan cara untuk mengevaluasi solusi, bukan menghasilkan cara untuk memecahkan masalah. Namun untuk kondisi demikian perlu mengetahui terlebih dahulu solusi atau pendekatan solusi yang akan diuji. Pada

tugas akhir ini akan dilakukan simulasi berupa pola distribusi LNG dengan daerah penyuplai tetap dan variasi demand rate untuk suplai pembangkit listrik. Kapal LNG yang akan digunakan juga akan divariasikan penggunaannya sehingga terpilih ukuran kapal seperti apa yang sesuai untuk melayani rute tugas yang ada. Model pola distribusi supply-demand, kapal dan rute distribusi, yang terpilih pada akhirnya didasarkan oleh nilai biaya investasi minimum yang ada.

## 2.9 Discrete-Event Simulation

Pada kajian ini metode yang digunakan adalah metode simulasi diskrit dengan pertimbangannya sebagai berikut :

1. Permintaan tiap-tiap pembangkit kapasitasnya berbeda-beda.
2. Waktu pemakaian LNG di storage berbeda-beda tiap pembangkit.
3. Berubah dari waktu ke waktu.

*Discrete-Event Simulation* adalah Simulasi dimana perubahan statusnya terjadi pada titik-titik diskrit dalam waktu yang dipicu oleh kejadian (event).

Kejadian yang biasa terdapat dalam simulasi:

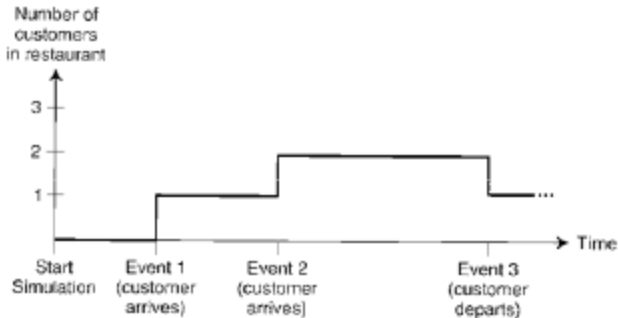
- Kedatangan sebuah entitas ke sebuah stasiun kerja (workstation)
- Kegagalan resource
- Selesai sebuah aktivitas
- Akhir sebuah shift

Pengertian Diskrit :

- Diskrit adalah sejumlah berhingga elemen yang berbeda atau elemen-elemen yang tidak bersambungan.
- Dimana data diskrit merupakan data yang satuannya selalu bulat dalam bilangan asli, tidak berbentuk pecahan, Contoh

dari data diskrit misalnya manusia, pohon, bola dan lain-lain.

- Fungsi diskrit digambarkan sebagai sekumpulan titik-titik.



Gambar 2. 12. Grafik Simulasi Discrete Event.

Sumber : Harrell, C., B.K. Ghosh and R.O. Bowden, Jr.,  
Simulation Using Promodel, 2<sup>nd</sup> ed., McGraw-Hill, Singapore,  
2003.

Kejadian (*event*) :

- Menggambarkan sistem aliran proses
- Aliran proses (process flow): urutan kejadian untuk menjalankan simulasi.
- Event akan menciptakan keterlambatan dalam simulasi untuk mereplikasi satu lintasan waktu.
- Event memicu eksekusi logika yang dihubungkan dengan event.

Tipe Kejadian (*event*) :

- Kejadian terjadwal (Scheduled event): sebuah event dimana saat terjadinya dapat ditentukan dan dijadwalkan sebelumnya
- Kejadian kondisional (Conditional event): dipicu oleh kondisi yang ditemui, bukan oleh satu lintasan waktu

Model simulasi kejadian diskrit digunakan untuk memodelkan sistem yang sedang berjalan dan berubah terhadap waktu, sehingga variabel state berubah nilainya pada waktu-waktu tertentu dengan jumlah yang dapat dihitung. Titik waktu perubahan adalah waktu dimana event terjadi. Event adalah kejadian sesaat yang merubah sistem. Model simulasi kejadian diskrit mempunyai sifat dinamik, sehingga diperlukan penyimpanan nilai akhir dari waktu setelah setelah terjadi perubahan pada sistem dan diperlukan mekanisme updating waktu simulasi.

## **2.10 Arena Software**

Arena adalah simulasi kejadian dan perangkat lunak otomasi diskrit yang dikembangkan oleh Sistem Modeling dan diakuisisi oleh Rockwell Automation pada tahun 2000. Arena menggunakan prosesor SIMAN dan bahasa simulasi. Pada Juni 2014, itu adalah dalam versi 14.0, menyediakan perangkat tambahan signifikan dalam optimasi dan animasi. Ia telah mengemukakan bahwa Arena dapat bergabung paket perangkat lunak Rockwell lain di bawah "FactoryTalk" merek.

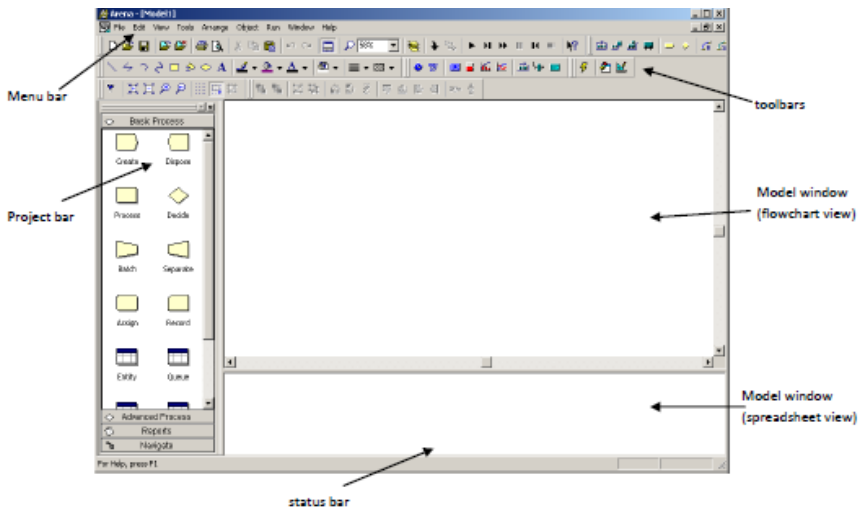
Di Arena, pengguna membangun model eksperimen dengan menempatkan modul (kotak dari berbagai bentuk) yang mewakili proses atau logika. Garis konektor digunakan untuk bergabung modul ini bersama-sama dan untuk menentukan aliran entitas. Sementara modul memiliki tindakan spesifik relatif terhadap entitas, aliran, dan waktu, representasi yang tepat dari modul dan entitas masing-masing relatif terhadap benda kehidupan nyata tunduk pemodel. Data statistik, seperti waktu siklus dan WIP (barang dalam proses) tingkat, dapat direkam dan dikeluarkan sebagai laporan.

Arena dapat diintegrasikan dengan teknologi Microsoft. Ini termasuk Visual Basic untuk aplikasi sehingga model dapat lebih otomatis jika algoritma tertentu diperlukan. Hal ini juga mendukung mengimpor Microsoft Visio diagram

alur, serta membaca dari atau keluaran ke spreadsheet Excel dan database Access. Hosting kontrol ActiveX juga didukung.

Kegunaan Arena Simulasi :

1. Mengevaluasi alternatif potensial untuk menentukan pendekatan terbaik untuk mengoptimalkan kinerja .
2. Memahami kinerja sistem berdasarkan metrik kunci seperti biaya , throughput, waktu siklus , pemanfaatan peralatan dan ketersediaan sumber daya .
3. Mengurangi risiko melalui simulasi ketat dan pengujian perubahan proses sebelum melakukan belanja modal atau sumber daya yang signifikan .
4. Menentukan dampak dari ketidakpastian dan variabilitas pada kinerja sistem .
5. Menjalankan " what-if " skenario untuk mengevaluasi perubahan proses yang diusulkan
6. Memvisualisasikan hasil dengan 2D dan 3D animasi.



Gambar 2. 13. Menu Bar Arena.



#### a. Menu Bar

Menu bar yang ada di dalam Arena secara umum terdiri dari menu-menu yang identik pada kebanyakan aplikasi untuk windows, seperti menu file (untuk manajemen file pengguna), menu edit, view. Dan tentunya terdapat beberapa menu bar yang disediakan Arena 14.0 untuk membantu pengerjaan modeling system (seperti tools, arrange, object, dan run).

#### b. Project bar

Project bar pada Arena 14.0 terdiri dari dua hal, yaitu:

- Flowchart module  
Merupakan modul untuk membangun model simulasi dalam arena, terdiri dari modul *basic process*, modul *advance transfer*, dan modul *advance process*.
- Spreadsheet module  
Merupakan modul untuk melihat status dari modul *flowchart* yang digunakan. Status yang ada didapatkan secara otomatis atau diinput secara manual.

#### c. Status Bar

Merupakan suatu modul dalam arena yang bertujuan untuk melihat status dari pekerjaan (modul) kita saat ini. Contoh kondisi, Running = model simulasi kita sedang dijalankan.

#### d. Toolbar

Merupakan suatu window yang berisi daftar perintah yang sering digunakan dan dipresentasikan dalam bentuk tombol.

#### e. Model window (*flowchart view*)

Window ini merupakan window induk yang melingkupi seluruh lingkungan kerja Arena. Fungsi utama window ini adalah sebagai tempat docking bagi modul-modul yang digunakan.

#### f. Model window (*spreadsheet view*)

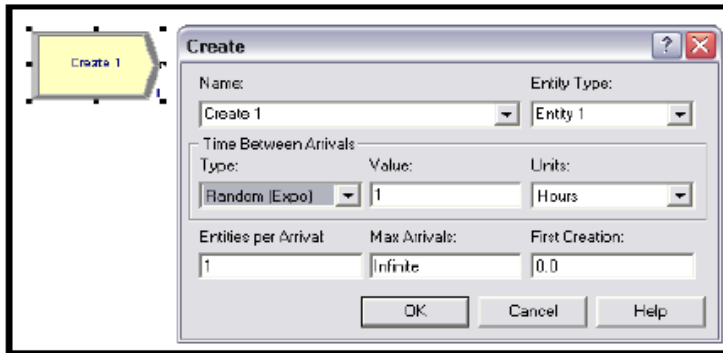
Window ini merupakan window yang digunakan untuk melihat data yang terdapat pada modul-modul yang digunakan pada *flowchart* modul.

### Modul Basic process

Basic process merupakan modul-modul dasar yang digunakan untuk simulasi. Template basic process ini terdiri dari beberapa modul yaitu:

#### a. Create

Modul ini digunakan untuk *generate* kedatangan *entity* kedalam simulasi.



Gambar 2. 14. Modul Create

Nama : nama modul *create* yang digunakan

*Entity type* : jenis *entity* yang digenerate pada simulasi

*Type* : jenis distribusi waktu antar kedatangan *entity*

- Random (expo) : waktu antar kedatangan bersifat *random* dengan nilai sesuai dengan yang diisikan pada bagian *value*.
- *Schedule* : waktu antar kedatangan bisa disesuaikan dengan jadwal yang dibuat menggunakan modul *schedule*.

- *Constant* : waktu antar kedatangan bersifat tetap/ *fix*.
- *Expression* : waktu kedatangan bisa disesuaikan sesuai dengan berbagai ekspresi yang ada di dalam Arena.

Value : nilai dari interval kedatangan berdasarkan type yang sudah ditentukan

Units : satuan waktu yang digunakan dalam modul

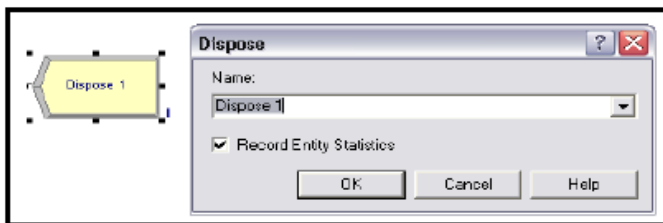
Entities per arrival : jumlah kedatangan entity pada setiap kali generate dilakukan

Max arrivals : jumlah maksimum generate entity kedalam simulasi

First creation : waktu pertama kali generate entity kedalam simulasi

### **b. Dispose**

Modul ini digunakan untuk mengeluarkan *entity* dari sistem

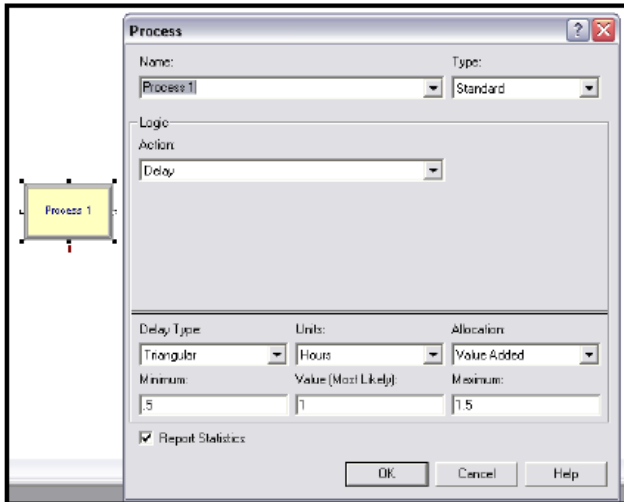


Gambar 2. 15. Modul Dispose

*Record entity statistics* : digunakan untuk mencatat *output standard* daripada ARENA

### **c. Process**

Modul ini digunakan untuk memproses *entity* dalam simulasi



Gambar 2. 16. Modul Process

**Nama** : nama daripada modul proses yang digunakan.

**Type** : tipe dari proses itu sendiri .

- Standard : terdiri dari satu proses saja.
- Sub model : terdiri dari satu proses atau lebih.

**Action** : jenis aktivitas yang dilakukan pada saat modul proses bertipe standard.

Ada 4 macam action dalam modul process ini yaitu :

- **Delay** : prosesnya berupa proses menunggu saja tanpa adanya resource yang melakukan aktifitas. Contoh : proses pendinginan.
- **Seize Delay** : Berupa proses dimana entitas ditangkap dan diproses oleh resource tertentu. Action process Seize Delay ini harus digabungkan dengan process yang actionnya Delay Release agar entitasnya dapat keluar (*direlease*) sehingga dapat masuk ke modul selanjutnya. Seize delay

dan delay release ini digunakan ketika ada 2 proses berbeda namun dikerjakan oleh *resource* yang sama.

- *Delay Release* : Tidak bisa dipakai tanpa diawali oleh process dengan action Seize Delay.
- *Seize Delay Release* : Proses yang menunjukkan dimana entitas datang ditanggap oleh resource, kemudian langsung dilepaskan jika prosesnya sudah selesai.

Priority : nilai prioritas dari beberapa jenis proses alternatif.

**Resources** : sumber daya yang digunakan dalam melakukan aktivitas proses.

Ada 2 macam resource dalam Arena, yaitu :

- Resource
- Set : Kumpulan dari beberapa resource yang memiliki tugas yang sama

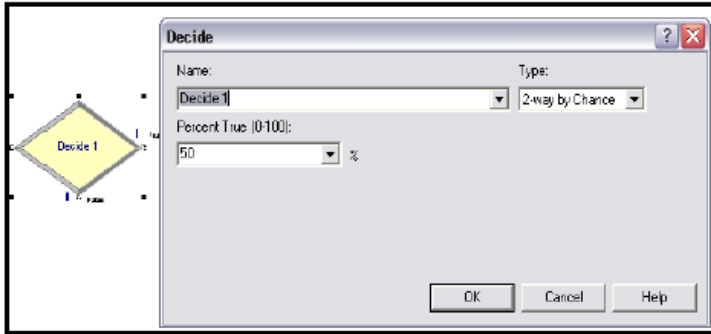
**Delay type** : waktu proses atau bisa juga diasumsikan sebagai waktu delay ketika proses tidak menggunakan resource sama sekali

**Allocation** : jenis aktivitas yang terjadi pada modul ini, terdiri dari beberapa jenis antara lain :

- Value added → pada proses yang dilakukan terjadi penambahan nilai dari material input menjadi output.
- Non value added → tidak terjadi proses penambahan nilai dari material input menjadi output (misalkan kegiatan inspeksi).
- Transfer → waktu transfer dari satu tempat ke tempat lain.
- Wait → waktu tunggu sebelum entity melakukan aktivitas berikutnya.

#### d. Decide

Modul ini digunakan untuk menentukan keputusan dalam proses, didalamnya termasuk beberapa pilihan untuk membuat keputusan berdasarkan 1 atau beberapa pilihan.



Gambar 2. 17. Modul Decide

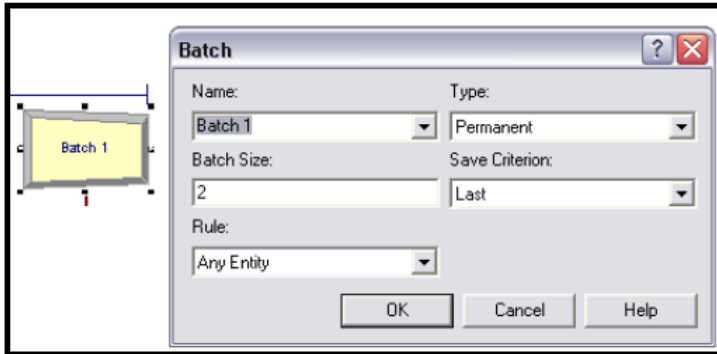
**Type** : mengidentifikasi apakah keputusan berdasarkan pada kondisi dan dapat dispesifikasikan menjadi 2 jenis, yaitu :

- 2 – way : digunakan jika hanya untuk 1 kondisi benar atau salah
  - 2 – way by chance
  - 2 – way by condition
- N – way : digunakan untuk berapapun jumlah kondisi
  - N – way by chance : mendefinisikan satu atau lebih persentase.
  - N – way by condition : mendefinisikan satu atau lebih kondisi.

**Percent true (0-100)** : nilai yang digunakan untuk menetapkan *entity* yang keluar, nilai yang keluar nantinya adalah nilai yang bernilai benar.

### e. Batch

Modul ini digunakan untuk menggabungkan atau melakukan *assembly* beberapa *entity*



Gambar 2. 18. Modul Batch

**Type** : tipe dari *assembly*, terdiri dari dua jenis yaitu :

- *Temporary* : *assembly* bersifat sementara sehingga dapat dilakukan *disassembly* ketika diperlukan
- *Permanent* : *assembly* bersifat permanen sehingga tidak dapat *dibreakdown* lagi

**Batch size** : syarat jumlah *entity* yang sesuai dengan persyaratan yang masuk dalam modul ini untuk dapat dilakukan proses *assembly*

**Save Criterion** : atribut terakhir yang melekat pada output daripada *assembly*. Terdiri dari beberapa kriteria :

- *First* : atribut yang melekat pada output *assembly* sama dengan atribut *entity* yang pertama kali masuk dalam proses *assembly*
- *Last* : atribut yang melekat pada output *assembly* sama dengan atribut *entity* yang terakhir kali masuk dalam proses *assembly*

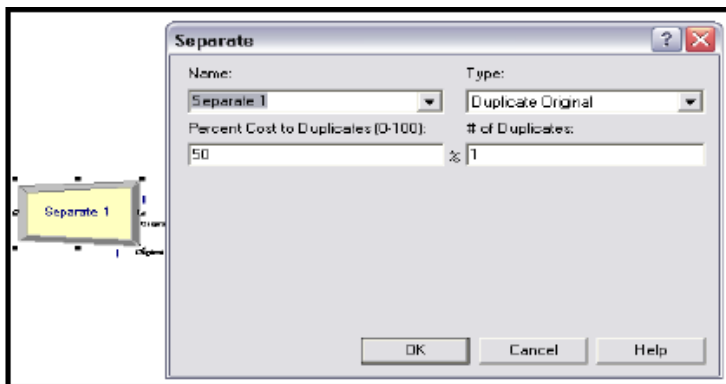
- *Product* : atribut yang melekat pada output *assembly* berbeda dengan atribut *entity* yang masuk dalam proses *assembly*

**Rule** : aturan *entity* yang memenuhi syarat untuk digunakan dalam *assembly*. Ada dua jenis aturan yang dapat digunakan, yaitu :

- *Any entity* : setiap *entity* yang masuk dalam modul ini diasumsikan dapat digunakan untuk *assembly*
- *By attribute* : *entity* yang dapat digunakan untuk *assembly* adalah *entity* yang memiliki atribut sesuai dengan yang telah ditentukan

#### f. Separate

Modul ini digunakan untuk men-*disassembly* hasil dari modul batch, atau juga bisa diasumsikan sebagai aliran *entity* yang terpisah. Misal pada sistem rumah sakit pasien membawa resep dokter, maka aliran antara *entity* pasien dengan resep akan berbeda pada titik-titik tertentu.



Gambar 2. 19. Modul Separate

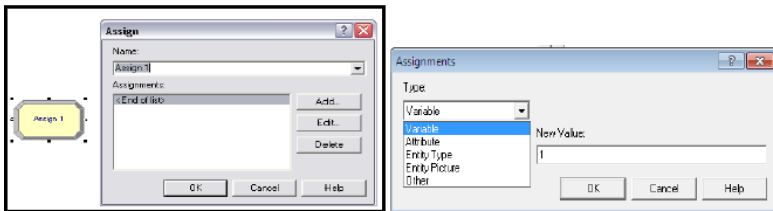
**Type** : tipe daripada modul separate yang digunakan. Terdiri dari dua jenis, yaitu :



- *Split existing batch* : memisahkan rakitan yang sudah ada (*entity* yang berasal dari modul batch)
- *Duplicate original* : menduplikasi *entity* yang ada seperti pada kasus pasien dengan resep dokter

### g. Assign

Modul ini digunakan untuk memasukkan nilai baru pada variabel, *entity* atribut, *entity* type, atau variabel lain pada sistem.



Gambar 2. 20. Modul Assign

**Assignments** : untuk menspesifikasikan satu atau lebih tugas yang akan dibuat

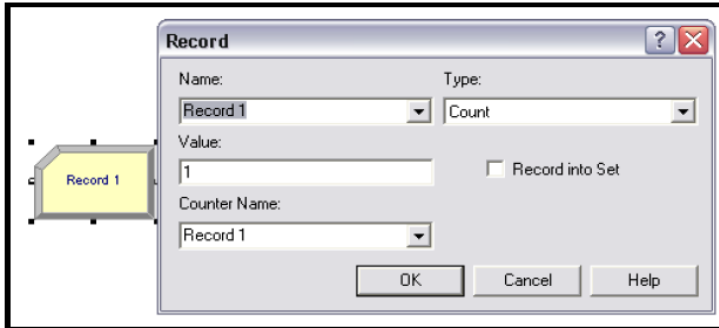
**Type** : tipe dari tugas yang akan dilakukan terdiri dari :

- *Variable* : nama yang diberikan pada sebuah *entity* variabel dengan nilai baru
- *Atribute* : nama yang diberikan pada sebuah *entity* atribut dengan nilai baru
- *Entity type* : sebuah type baru dari *entity*
- *Entity picture* : sebuah tipe baru berupa gambar
- *Other* : untuk mengidentifikasi untuk atribut yang lainnya

**New value** : nilai baru pada atribut, variabel, atau variabel sistem lainnya. Tidak dapat digunakan untuk *entity tipe* dan *entity picture*.

## h. Record

Modul ini digunakan untuk memunculkan data statistik pada model simulasi, tipe data statistik yang dapat dimunculkan seperti waktu antar kedatangan.



Gambar 2. 21. Modul Record

**Type** : terdiri dari *count*, *entity statistic*, *time interval*, *time between*, *expression*.

- *Count* : menurunkan atau menaikkan nilai statistic.
- *Entity statistic* : menunjukkan nilai statistik secara umum seperti waktu, biaya.
- *Time interval* : melacak dan mencatat waktu antar kedatangan.
- *Expression* : mencatat nilai dari suatu nilai.

**Value** : mencatat data yang menggunakan statistik, tipe yang digunakan adalah ekspresi atau bisa dengan count.

**Counter name** : mendefinisikan penambahan/ penurunan data statistik, digunakan jika typenya counter.

**Record into set** : *cek box* yang digunakan apakah akan digunakan penanda tally alat penghitung lainnya.

## 2.11 Kajian Ekonomis

Pada tugas akhir ini kajian ekonomis dilakukan untuk mengetahui, membandingkan dan menganalisa nilai investasi pada skenario mana yang paling menguntungkan. Metode yang digunakan untuk menganalisa kajian ekonomisnya adalah menggunakan metode *Net Present Value* (NPV), metode *Internal Rate Return* (IRR) untuk mengetahui periode pengembalian suatu investasi menggunakan *Payback Periode* (PP).

### 2.11.1 Net Present Value (NPV)

NPV umumnya digunakan untuk menghitung laba dari sebuah investasi. Apakah suatu investasi yang dilakukan memberikan keuntungan ataukah tidak. NPV dapat dirumuskan dengan :

$$NPV = \sum_{t=0}^n \frac{At}{(1+i)^t}$$

Dimana :

$At$  = aliran kas pada akhir periode  $t$

$i$  = tingkat bunga

$t$  = tahun

$n$  = umur proyek

Internal Rate of Return digunakan untuk mengetahui pada tingkat bunga berapa suatu investaasi dapat memberikan keuntungan. Jika tingkat bunga lebih dari IRR maka investasi leih baik tidak dilanjutkan. Berikut rimus untuk menghitung IRR:

$$IRR = i_1 + \frac{NPV_1}{NPV_1 - NPV_2} (i_1 - i_2)$$

Dimana:

$i_1$  = tingkat diskonto yang menghasilkan NPV positif

$i_2$  = tingkat diskonto yang menghasilkan NPV negatif

NPV1 = NPV positif

NPV2 = NPV negative

Payback Period merupakan waktu yang dibutuhkan untuk mengembalikan seluruh biaya yang dikeluarkan selama investasi. Berikut rumus untuk menghitung payback period:

$$PI = \sum_{t=0}^n Ft(1+i)^{-t} \geq 0$$

Dimana :

$F_t$  = *Net cash flow* dalam periode t

$1/(1+i)$  = *Discount factor*

*“halaman ini sengaja dikosongkan”*

## **BAB III METODOLOGI**

Dalam pembuatan skripsi ini, tentu saja memerlukan proses yang harus terstruktur. Hal tersebut haruslah ada, agar kedepannya dalam pengerjaan akan terasa lebih terarah dan lebih mudah. Dalam metodologi penelitian ini, akan diuraikan tahap demi tahap yang akan dilakukan dalam pengerjaan skripsi mengenai ***LNG Supply Chain Dan Kajian Teknis Ekonomis Dari Kilang Makassar Menuju Pembangkit Untuk Daerah Indonesia Tengah Dengan Menggunakan Pendekatan Simulasi Diskrit..*** Adapun tahapan-tahapannya adalah sebagai berikut :

### **3.1 Perumusan Masalah**

Perumusan masalah merupakan tahap awal dalam pelaksanaan skripsi. Tahap ini merupakan tahap yang sangat penting, dimana pada tahap inilah mengapa suatu permasalahan yang ada harus dipecahkan sehingga layak untuk dijadikan bahan dalam skripsi. Pencarian masalah dilakukan dengan cara menggali informasi mengenai masalah yang terjadi pada saat ini. Dari tahap ini juga, tujuan mengapa skripsi ini dikerjakan dapat diketahui. Dalam skripsi ini, masalah yang akan dibahas dan dipecahkan adalah tentang pendesaianan pola distribusi LNG dengan model simulasi diskrit, dan mengkaji tentang kelayakan teknis dan ekonomis dalam pendistribusian LNG.

### **3.2 Studi Literatur**

Setelah suatu permasalahan sudah diketahui, maka selanjutnya adalah studi literatur. Dimana pada tahap ini, dicari dan dipelajari mengenai permasalahan yang ada, sehingga jelas apa saja yang harus dilakukan dalam skripsi ini agar

permasalahan tersebut dapat terpecahkan. Studi literature dapat dilakukan dengan cara membaca paper atau jurnal yang berhubungan dengan permasalahan yang akan dipecahkan.

### **3.3 Pengumpulan Data**

Pada tahap ini adalah tahap mengumpulkan data-data yang dibutuhkan dalam mengerjakan skripsi sebagai input data untuk menyusun pola distribusi LNG. Data yang dibutuhkan adalah data untuk *demand distribusi LNG* (data & tata letak pembangkit listrik), *sources* (data kilang LNG) data yang dibutuhkan adalah data kualitatif yaitu tata letak (jarak), kapasitas, dan *availability* (ketersediaan) LNG untuk memenuhi dari total kapasitas *demand* yang akan disuplai, data infrastruktur & operasional distribusi LNG yang dimaksud adalah data fasilitas terminal penerimaan LNG dan fasilitas lainnya, yang terakhir adalah data transportasi pengangkut LNG ( kapal, pipa, truck).

### **3.4 Pemilihan Tipe Transportasi Pengangkut LNG**

Tahap ini adalah tahapan menentukan transportasi apa yang cocok digunakan untuk mengangkut LNG sesuai dengan faktor-faktor yang menjadi batasan kelayakan untuk penggunaan moda transportasi, contohnya : jarak, kapasitas yang akan diangkut, fasilitas, dll. Pola distribusi LNG akan diketahui pada tahapan ini.

### **3.5 Pemodelan Supply Chain Dengan Simulasi**

Setelah menentukan moda transportasi dan pola distribusi dari masing-masing demand, pada tahap ini hal yang perlu dilakukan adalah memodelkan, mensimulasikan dari pola distribusi tersebut menjadi suatu bentuk simulasi diskrit dengan berdasarkan dari inputan data yang sudah dikembangkan dan dikaji.

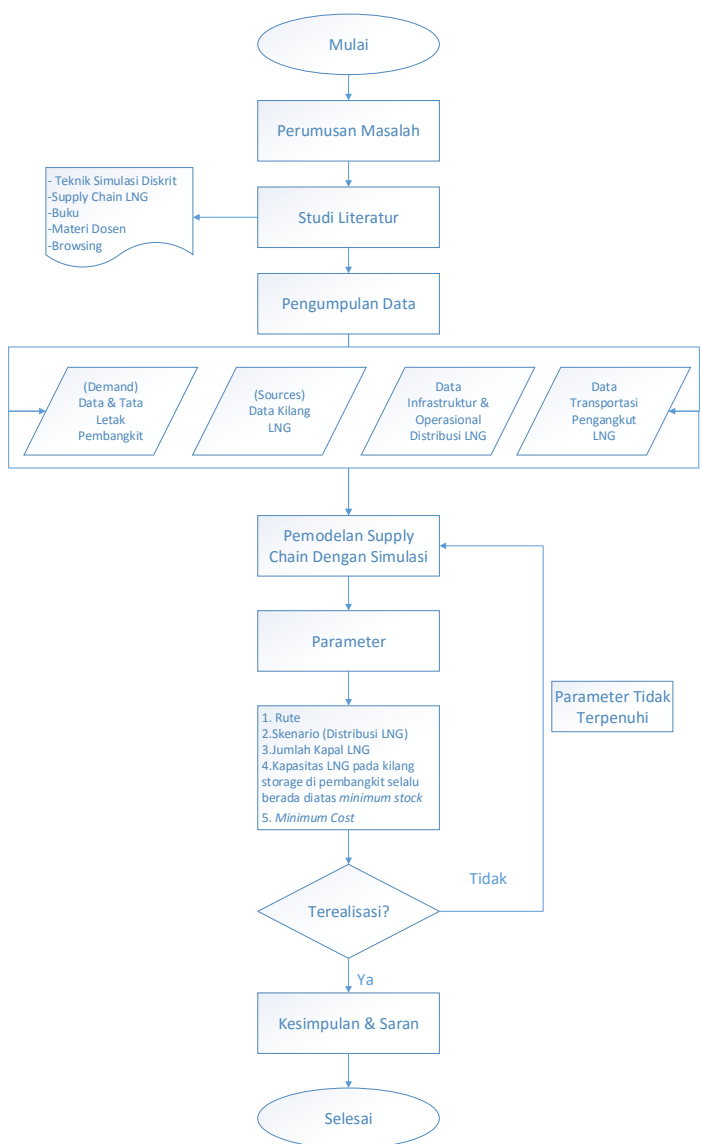
### **3.6 Parameter Hasil**

Pada tahap ini adalah tahap menentukan parameter hasil keluaran dari pemodelan yang sudah dilakukan. Dari parameter ini akan dapat diketahui bahwa hasil dari pemodelan distribusi LNG sudah dapat terealisasi ataukah belum.

### **3.7 Feasibility Study**

*Feasibility study* dilakukan untuk mengetahui kemungkinan sistem pola distribusi LNG ini layak untuk dijalankan atau tidak, baik ditinjau dari segi teknis, keselamatan maupun keekonomisan. Hal ini dilakukan salah satunya dengan cara menganalisa kelayakan investasi untuk pengerjaan dan menjalankan sistem tersebut.





Gambar 3. 1 Metodologi Distribusi LNG

## **BAB IV**

### **ANALISA DATA DAN PEMBAHASAN**

Bab IV dalam skripsi ini berisi tentang gambaran umum permasalahan analisa dan tahapan dalam pengembangan model secara skenario maupun tahapan penyelesaian untuk pengembangan model hingga verifikasi model. Adapun untuk tahapan-tahapannya antara lain sebagai berikut :

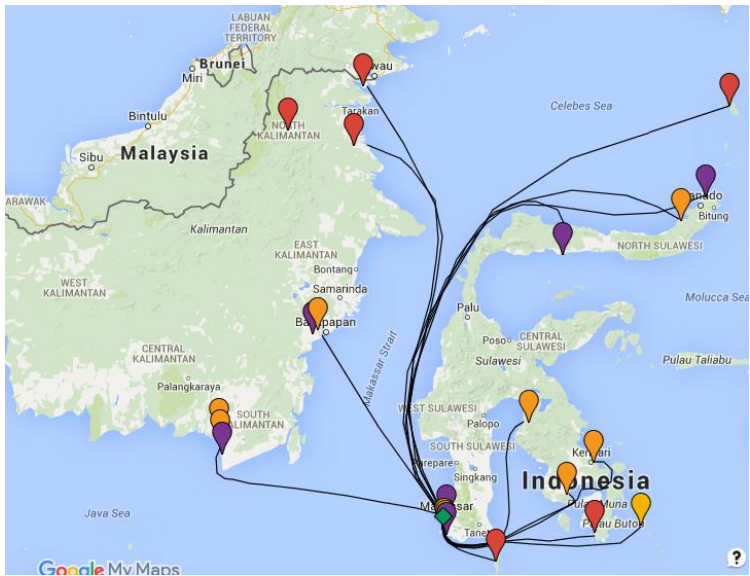
#### **4.1 Gambaran Umum Permasalahan Real**

PT.PGN (Perusahaan Gas Negara) adalah perusahaan BUMN yang bergerak dibidang transmisi dan distribusi gas bumi. PT.PGN saat ini sedang menggarap suatu proyek baru untuk mensuplai kebutuhan LNG di pembangkit-pembangkit listrik di wilayah Indonesia Tengah dimana pada Tugas Akhir ini mengambil objek di wilayah Pulau Kalimantan dan Pulau Sulawesi yang berjumlah 22 pembangkit listrik yang akan dikonversi dari bahan bakar minyak menjadi bahan bakar gas LNG dan sumber LNG yang direncanakan adalah dari FSU Makassar. Dimana yang menjadi permasalahan pada kasus ini adalah bagaimana membuat desain rantai pasok LNG yang paling efektif dan efisien dari segala faktor dari FSU Makassar menuju 22 pembangkit di Pulau Kalimantan dan Pulau Sulawesi. Berikut dibawah adalah pembangkit yang akan disuplai.

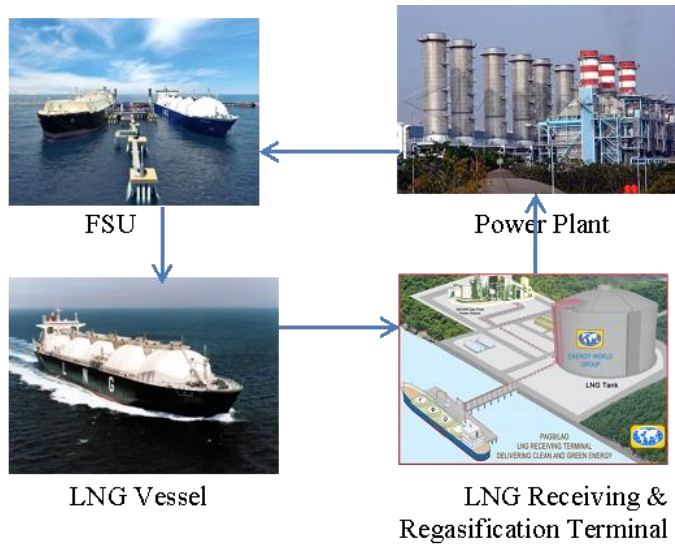
Tabel 4. 1. Pembangkit yang disuplai

No	Nama PP	No	Nama PP
1	Sulsel Peaker	5	Selayar
2	Mobile PP Sulsel 1	6	Mobile PP Kolaka Utara
3	Mobile PP Sulsel 2	7	Mobile PP Kendari
4	Makassar Peaker	8	Mobile PP Bombana

No	Nama PP	No	Nama PP
9	Bau-Bau	16	Malinau
10	Mobile PP Wangi-Wangi	17	Tanjung Selor
11	Gorontalo Peaker	18	Kaltim Peaker 2
12	Mobile PP Sulbagut	19	Mobile PP Kaltim
13	Minahasa Peaker	20	Kalsel Peaker 2
14	Tahuna	21	Mobile PP Kalselteng 1
15	Nunukan 2	22	Mobile PP Kalselteng 2



Gambar 4. 1. Peta perencanaan distribusi LNG ke pembangkit-pembangkit.



Gambar 4. 2. Gambar pola desain model rantai pasok LNG

Pola desain model simulasi rantai pasok yang akan didesain adalah seperti gambar diatas (Gambar 4.2) dimana LNG diambil dari FSU dan dibawa menggunakan kapal LNG menuju *LNG receiving terminal* yang kemudian didistribusikan ke pembangkit-pembangkit.

Tangki penyimpanan pada *receiving terminal* memiliki karakteristik tertentu yang mampu menyimpan LNG dengan mengurangi pelunag untuk terjadinya *boil-off gas* (penguapan). Volume untuk tangki simpan juga bergantung pada berapa sering kapal datang ke *receiving terminal*, semakin sering kapal melakukan pengiriman pada *receiving terminal* di suatu wilayah maka ukuran tangki simpan akan semakin kecil. Hal ini berhubungan dengan berapa banyak jumlah kapal yang beroperasi, semakin banyak kapal yang akan dioperasikan maka akan semakin sering kapal datang ke *receiving terminal* dan ukuran tangki penyimpanan akan

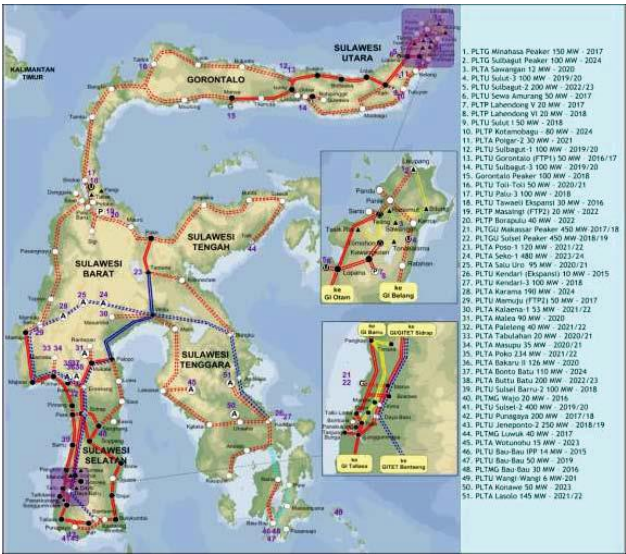
semakin kecil karena tidak membutuhkan tingkat *inventory* LNG yang tinggi, begitu juga sebaliknya apabila semakin jarang kapal melakukan pengiriman maka akan mengaibatkan ukuran tangki penyimpanan LNG semakin besar karena kebutuhan *inventory* LNG semakin besar pula. Selain itu, dengan mempertimbangkan biaya maka akan terjadi trade off antara biaya transportasi dan biaya pembangunan tangki. Semakin tinggi frekuensi pengiriman yang dilakukan maka akan semakin besar biaya transportasi tetapi biaya pembangunan tangki akan semakin kecil karena ukuran tangki tidak terlalu besar. Sebaliknya jika ukuran tangki dibutuhkan besar untuk menampung persediaan LNG, maka biaya pembangunan akan semakin tinggi tetapi biaya transportasi akan semakin rendah

## **4.2 Pengumpulan Data**

Tahapan selanjutnya adalah mengumpulkan data-data yang diperlukan untuk pembuatan model simulasi dari FSU menuju pembangkit-pembangkit listrik.

### **4.2.1 Pengumpulan Data Kebutuhan Listrik Untuk Masing-Masing Pembangkit di Pulau Kalimantan Dan Pulau Sulawesi.**

Data kebutuhan daya listrik di Pulau Sulawesi dibawah didapat dari RUPTL 2015 – 2024. Wilayah usaha PLN yang akan disuplai didapatkan dari kesepakatan kerjasama antara PGN dengan PLN. Untuk contoh penggambaran dan data kebutuhan listrik pada Pulau Sulawesi dapat dilihat pada gambar 4.3 dan tabel 4.2 dibawah ini



Gambar 4. 3. Peta wilayah usaha PLN untuk Pulau Sulawesi

Tabel 4. 2. Data kebutuhan daya listrik untuk pembangkit di wilayah Pulau Sulawesi.

No	Lokasi	Nama PP	Total Cap (MW)
1	Sulsel	Sulses Peaker	450
2	Sulsel	Mobile PP Sulsel 1	100
3	Sulsel	Mobile PP Sulsel 2	50
4	Sulsel	Makassar Peaker	450
5	Sultra	Selayar	10
6	Sultra	Mobile PP Kolaka Utara	5
7	Sultra	Mobile PP Kendari	50
8	Sultra	Mobile PP Bombana	10
9	Sultra	Bau-Bau	30
10	Sultra	Mobile PP Wangi-Wangi	5
11	Gorontalo	Gorontalo Peaker	100
12	Sulut	Mobile PP Sulbagut	100
13	Sulut	Minahasa Peaker	150
14	Sulut	Tahuna	10

Contoh penggambaran dan data kebutuhan listrik pada Pulau Sulawesi dapat dilihat pada gambar 4.4 dan tabel 4.3 dibawah ini



Gambar 4. 4. Peta wilayah usaha PLN untuk Pulau Kalimantan.

Tabel 4. 3. Data kebutuhan daya listrik untuk pembangkit di wilayah Pulau Kalimantan..

No	Lokasi	Nama PP	Total Cap (MW)
1	Kaltara	Nunukan 2	10
2	Kaltara	Malinau	6
3	Kaltara	Tanjung Selor	15
4	Kaltim	Kaltim Peaker 2	100
5	Kaltim	Mobile PP Kaltim	30
6	Kalsel	Kalsel Peaker 2	200
7	Kalsel	Mobile PP Kalselteng 1	100
8	Kalsel	Mobile PP Kalselteng 2	100

Pada pengumpulan data kebutuhan listrik diPulau Sulawesi dan Pulau Kalimantan, total daya listrik yang diperoleh adalah total daya listrik yang dihasilkan pada pembangkit listrik dengan tipe PLTG, PLTMG, PLTGU. Dengan hasil total kebutuhan daya listrik per hari yang harus dihasilkan oleh industri listrik di Pulau Sulawesi dan Pulau Kalimantan adalah 2081 MW. Dari tabel 4.2 dan 4.3 maka diketahui kapasitas permintaan untuk tiap pembangkit yang harus dipenuhi oleh penyuplai LNG. Sesuai dengan nilai kebutuhan pada tabel diatas maka dapat dihitung nilai konversi untuk menghitung besar kebutuhan LNG yang dibutuhkan pada tiap pembangkit. Pada tabel 4.4 dibawah ini menjelaskan satuan nilai konversi yang digunakan dalam perhitungan.

Tabel 4. 4. Nilai Konversi Satuan Untuk LNG

**Dengan nilai konversi**

1 MTPY Kubik LNG	= 140 MMSCFD Gas
1 meter kubik LNG	= 600 m <sup>3</sup> gas
1 meter kubik LNG	= 21,2 MMBTU
1 MMSCFD Gas	= 15700 m <sup>3</sup> Gas
100 MMSCFD	= 700 MW ( type Combined cycle )
100 MMSCFD	= 500 MW ( type Steam cycle )
100 MMSCFD	= 730000 TPY LNG
1 Juta Ton LNG	= 2,2 Juta m <sup>3</sup> LNG

(Sumber : <http://www.ship.gr/lng/convert.htm>, dikutip pukul 14.00, 20 Maret 2016)

Untuk selanjutnya adalah mengkonversi kebutuhan daya masing-masing pembangkit dari satuan Mega Watt menjadi nilai untuk satuan LNG yaitu Million Metre Standart Cubic Feet/ Day (MMSCFD). Nilai konversi untuk masing-masing pembangkit dapat dilihat pada tabel 4.5 berikut ini.



Tabel 4. 5. Data Kebutuhan LNG Tiap Pembangkit

No	Nama PP	Total Cap (MW)	Sendout Cap (MMSCFD)
1	Sulsel Peaker	450	20
2	Mobile PP Sulsel 1	100	12
3	Mobile PP Sulsel 2	50	6
4	Makassar Peaker	450	20
5	Selayar	10	2
6	Mobile PP Kolaka Utara	5	1
7	Mobile PP Kendari	50	6
8	Mobile PP Bombana	10	2
9	Bau-Bau	30	4
10	Mobile PP Wangi-Wangi	5	1
11	Gorontalo Peaker	100	5
12	Mobile PP Sulbagut	100	6
13	Minahasa Peaker	150	7
14	Tahuna	10	2
15	Nunukan 2	10	2
16	Malinau	6	1
17	Tanjung Selor	15	2
18	Kaltim Peaker 2	100	5
19	Mobile PP Kaltim	30	4
20	Kalsel Peaker 2	200	10
21	Mobile PP Kalselteng 1	100	12
22	Mobile PP Kalselteng 2	100	12

#### 4.2.2 Pengumpulan Data Jarak Tiap Pembangkit dari FSU Makassar.

Pada proses pengukuran jarak dari FSU menuju masing-masing pembangkit menggunakan peta elektronik, berikut pada tabel 4.6 dapat dilihat hasilnya.

Tabel 4. 6. Data Jarak Dari FSU Ke Tiap Pembangkit.

No	Nama PP	Distance from FSU (miles)
1	Sulsel Peaker	28
2	Mobile PP Sulsel 1	25
3	Mobile PP Sulsel 2	22
4	Makassar Peaker	4
5	Selayar	117
6	Mobile PP Kolaka Utara	304
7	Mobile PP Kendari	363
8	Mobile PP Bombana	256
9	Bau-Bau	259
10	Mobile PP Wangi-Wangi	333
11	Gorontalo Peaker	615
12	Mobile PP Sulbagut	774
13	Minahasa Peaker	804
14	Tahuna	883
15	Nunukan 2	679
16	Malinau	613
17	Tanjung Selor	613
18	Kaltim Peaker 2	321
19	Mobile PP Kaltim	321
20	Kalsel Peaker 2	372
21	Mobile PP Kalselteng 1	395
22	Mobile PP Kalselteng 2	386

#### 4.2.3 Data Kapal LNG Yang Digunakan Untuk Mendistribusikan LNG Ke Tiap Pembangkit.

Terdapat 4 variasi ukuran kapal LNG yang akan digunakan dalam melayani penugasan suplai LNG dari FSU Makassar menuju lokasi terminal penerimaan LNG, pada tabel 4.7 adalah tabel data ukuran kapal yang digunakan.

Tabel 4. 7. Ukuran Kapal LNG

No	Tipe Kapal	Kecepatan
1	6,000 m3	15 knot
2	10,000 m3	15 knot
3	12,000 m3	16 knot
4	20,000 m3	13.9 knot

Keempat kapal diatas ini nantinya akan digunakan pada pemodelan dalam pola penugasan kapal untuk distribusi LNG. Tipe kapal yang terpilih pada pemodelan nanti adalah tipe kapal yang menghasilkan biaya investasi paling minimum pada pola distrinbusi dengan rute yang ada. Tabel 4.8 dibawah berikut menjelaskan nilai biaya investasi masing-masing tipe kapal yang digunakan.

Tabel 4. 8. Biaya Investasi Tiap Tipe Kapal LNG

No	Tipe Kapal	Charter
1	6,000 m3	\$ 25.000/ day
2	10,000 m3	\$ 30.000/ day
3	12,000 m3	\$ 35.000/ day
4	20,000 m3	\$ 50.000/ day

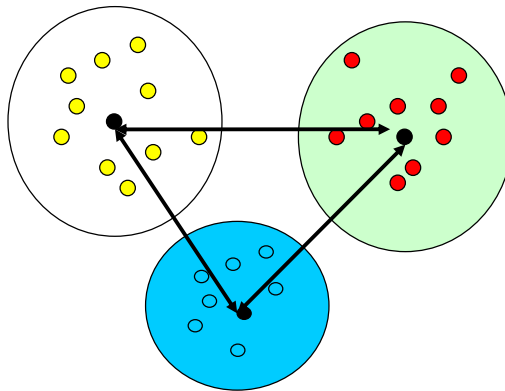
Sumber : LNG Solution

### 4.3 Penilaian Kualitatif Untuk Clustering Pembangkit.

Pada tugas akhir ini metode yang digunakan untuk clustering pembangkit adalah dengan menggunakan metode penilaian kualitatif. Penilaian kualitatif adalah suatu kegiatan penilaian pada suatu objek secara deskriptif dan cenderung menggunakan analisis, proses dan makna suatu objek penilai lebih ditonjolkan sebagai salah satu pertimbangan penilaiannya. Tujuan dari penilaian ini adalah untuk memahami secara lebih mendalam terhadap permasalahan

yang dikaji. Data-data yang dikumpulkan lebih banyak berbentuk kata ataupun gambar-gambar daripada angka.

Clustering adalah suatu kegiatan untuk mengelompokkan suatu objek berdasarkan ukuran kedekatan (kemiripan). Pengelompokan cluster ini berdasarkan pada kedekatan dari suatu karakteristik objek yang ada.



Gambar 4. 5. Contoh Sistem Clustering  
Sumber : Clustering, Edi Satriyanto, M.Si

Pada kajian yang dilakukan pada tugas akhir ini, objek yang dituju adalah *clustering* pembangkit-pembangkit listrik di Pulau Kalimantan dan Pulau Sulawesi sebagai *demand* yang dituju oleh kapal LNG dengan metode penilaian kualitatif.

Untuk penilaian kualitatif yang dilakukan adalah berdasarkan dari jumlah *demand*, jarak dari FSU Makassar, dan letak topologi dari pembangkit. Dari proses identifikasi penilaian secara kualitatif maka didapatkan kombinasi cluster seperti dibawah ini.



Gambar 4. 6. Cluster yang sudah terbentuk

Tabel 4. 9. Pengelompokan Cluster Pembangkit.

Nama PP	Cap (MW)
Cluster Region 1	
Sulsel Peaker	450
Mobile PP Sulsel 1	100
Mobile PP Sulsel 2	50
Makassar Peaker	450
Selayar	10
Cluster Region 2	
Mobile PP Kolaka Utara	5
Mobile PP Kendari	50
Mobile PP Bombana	10
Bau-Bau	30
Mobile PP Wangi-Wangi	5
Cluster Region 3	
Gorontalo Peaker	100
Mobile PP Sulbagut	100
Minahasa Peaker	150
Tahuna	10

Lanjutan tabel 4.9

Cluster Region 4	
Nunukan	10
Malinau	6
Tanjung Selor	15
Kaltim Peaker 2	100
Mobile PP Kaltim	30
Cluster Region 5	
Kalsel Peaker 2	200
Mobile PP Kalselteng 1	100
Mobile PP Kalselteng 2	100

## 4.4 Pemodelan Sistem

### 44.1 Umum

Pada penjelasan sebelumnya maupun pada batasan masalah tugas akhir disebutkan bahwa kapasitas produksi LNG di FSU Makassar diasumsikan dapat selalu memenuhi kebutuhan LNG pada pembangkit di Pulau Kalimantan dan Pulau Sulawesi. Dimana LNG ini adalah sebagai bahan bakar pengganti HSD yang digunakan oleh pembangkit-pembangkit listrik selama ini. Oleh karena itu yang akan dilakukan pada tugas akhir kali ini adalah menyusun pola distribusi LNG dari FSU Makassar menuju pembangkit yang ada di Pulau Kalimantan dan Pulau Sulawesi untuk mensuplai kebutuhan sumber energi bagi pembangkit listrik nasional (PLN).

### 4.4.2 Pengembangan Model

Pada model yang akan dikembangkan untuk perencanaan pola distribusi LNG kali ini adalah model simulasi untuk distribusi LNG. Antara lain model transportasi yang digunakan untuk menentukan pola distribusi LNG yang optimum dari sumber LNG menuju lokasi pembangkit yang dituju, dan juga model penugasan yang digunakan untuk

menentukan jenis dan ukuran kapal yang sesuai dalam kegiatan distribusi LNG ini.

#### **4.4.2.1 Asumsi Model**

Dalam mengembangkan suatu model tentunya membutuhkan dan melibatkan beberapa asumsi yang digunakan untuk menyederhanakan proses pengerjaan. Berikut adalah asumsi yang digunakan untuk menyederhanakan model yang akan dibuat :

- Kebutuhan LNG pada pembangkit listrik di Pulau Kalimantan dan Pulau Sulawesi diasumsikan dapat selalu disuplai dari FSU Makassar.
- Kecepatan kapal selama berlayar dari lokasi asal menuju lokasi tujuan dianggap sama dan konstan sesuai dengan data kapal.
- Tidak ada waktu tunggu untuk kapal LNG untuk bongkar maupun muat, diasumsikan kapal LNG dapat langsung melakukan proses bongkar muat secara langsung.
- Waktu trip dihitung berdasarkan lamanya waktu pelayaran di laut (seatetime)
- Untuk terminal penerima LNG dan fasilitas regasifikasi diasumsikan siap operasi dan dalam kondisi yang baik sehingga dapat langsung melayani dari kapal LNG yang datang.
- Penggunaan Kapal LNG menggunakan skenario sewa (Charter Hire).

#### **4.4.2.2 Input Model**

Beberapa masukan atau input model yang dibutuhkan dalam pembuatan model distribusi LNG adalah sebagai berikut :

##### **A. Kapasitas permintaan (demand)**

Berdasarkan data yang diperoleh seperti yang telah diuraikan dalam tabel pada penjelasan sebelumnya, maka

kapasitas permintaan dari masing-masing lokasi pembangkit seperti yang telah disebutkan sebelumnya adalah sebagai berikut :

1. Pembangkit Sulawesi Peaker 450 MW dengan kapasitas permintaan LNG adalah 20 MMSCFD atau setara dengan 146.000 TPY (Ton per year).
2. Pembangkit Mobile PP Sulsel 1 100 MW dengan kapasitas permintaan LNG adalah 12 MMSCFD atau setara dengan 87.600 TPY.
3. Pembangkit Mobile PP Sulsel 2 50 MW dengan kapasitas permintaan LNG adalah 6 MMSCFD atau setara dengan 43.800 TPY.
4. Pembangkit Makassar Peaker 450 MW dengan kapasitas permintaan LNG adalah 20 MMSCFD atau setara dengan 87.600 TPY.
5. Pembangkit Selayar 10 MW dengan kapasitas permintaan LNG adalah 2 MMSCFD atau setara dengan 14.600 TPY
6. Pembangkit Mobile PP Kolaka Utara 5 MW dengan kapasitas permintaan LNG adalah 1 MMSCFD atau setara dengan 7.300 TPY.
7. Pembangkit Mobile PP Kendari 50 MW dengan kapasitas permintaan LNG 6 MMSCFD atau setara dengan 43.800 TPY.
8. Pembangkit Mobile PP Bombana 10 MW dengan kapasitas permintaan LNG adalah 2 MMSCFD atau setara dengan 14.600 TPY.
9. Pembangkit Bau-Bau 30 MW dengan kapasitas permintaan LNG adalah 4 MMSCFD atau setara dengan 29.200 TPY.
10. Pembangkit Mobile PP Wangi-Wangi 5 MW dengan kapasitas permintaan LNG adalah 1 MMSCFD atau setara dengan 7.300 TPY.
11. Pembangkit Gorontalo Peaker 100 MW dengan kapasitas permintaan LNG adalah 5 MMSCFD atau setara dengan 36.500 TPY.



12. Pembangkit Mobile PP Sulbagut 100 MW dengan kapasitas permintaan LNG adalah 6 MMSCFD atau setara dengan 43.800 TPY.
13. Pembangkit Minahasa Peaker 150 MW dengan kapasitas permintaan LNG adalah 7 MMSCFD atau setara dengan 51.100 TPY.
14. Pembangkit Tahuna 10 MW dengan kapasitas permintaan LNG adalah 2 MMSCFD atau setara dengan 14.600 TPY.
15. Pembangkit Nunukan 10 MW dengan kapasitas permintaan LNG adalah 2 MMSCFD atau setara dengan 14.600 TPY.
16. Pembangkit Malinau 6 MW dengan kapasitas permintaan LNG adalah 1 MMSCFD atau setara dengan 7.300 TPY.
17. Pembangkit Tanjung Selor 15 MW dengan kapasitas permintaan LNG adalah 2 MMSCFD atau setara dengan 14.600 TPY.
18. Pembangkit Kaltim Peaker 2 100 MW dengan kapasitas permintaan LNG adalah 5 MMSCFD atau setara dengan 36.500 TPY.
19. Pembangkit Mobile PP Kaltim 30 MW dengan kapasitas permintaan LNG adalah 4 MMSCFD atau setara dengan 29.200 TPY.
20. Pembangkit Kalsel Peaker 2 200 MW dengan kapasitas permintaan LNG adalah 10 MMSCFD atau setara dengan 73.000 TPY.
21. Pembangkit Mobile PP Kalselteng 1 100 MW dengan kapasitas permintaan LNG adalah 12 MMSCFD atau setara dengan 87.600 TPY.
22. Pembangkit Mobile PP Kalselteng 2 100 MW dengan kapasitas permintaan LNG adalah 12 MMSCFD atau setara dengan 87.600 TPY.

B. Jarak asal-tujuan (*Supply-Demand*)

Untuk masukan atau input model yang diperlukan selanjutnya adalah lokasi dan jarak asal-tujuan. Jarak asal-tujuan diperoleh melalui pengukuran dengan peta elektronik.

Selisih jarak antara jarak pengukuran dan jarak sebenarnya dapat terjadi karena pengukuran jarak menggunakan peta elektronik. Pengukuran dilakukan dari lokasi FSU Makassar menuju lokasi ke masing-masing pembangkit yang dituju. Berikut pada tabel 4.10 dapat terlihat untuk masing-masing jaraknya.

Tabel 4. 10. Jarak *Supply - Demand*

No	Nama PP	Distance from FSU (miles)
1	Sulsel Peaker	28
2	Mobile PP Sulsel 1	25
3	Mobile PP Sulsel 2	22
4	Makassar Peaker	4
5	Selayar	117
6	Mobile PP Kolaka Utara	304
7	Mobile PP Kendari	363
8	Mobile PP Bombana	256
9	Bau-Bau	259
10	Mobile PP Wangi-Wangi	333
11	Gorontalo Peaker	615
12	Mobile PP Sulbagut	774
13	Minahasa Peaker	804
14	Tahuna	883
15	Nunukan 2	679
16	Malinau	613
17	Tanjung Selor	613
18	Kaltim Peaker 2	321
19	Mobile PP Kaltim	321
20	Kalsel Peaker 2	372
21	Mobile PP Kalselteng 1	395
22	Mobile PP Kalselteng 2	386

Untuk penentuan berapa lama *Round Trip Day (RTD)* dari tujuan masing-masing kapal pengangkut LNG menuju daerah tujuan yang sudah diclusterkan pada pembahasan sebelumnya dapat menggunakan matriks jarak dibawah ini.

*Round Trip Day (RTD)* adalah waktu yang diperlukan sebuah kapal untuk melakukan satu kali perjalanan dari kilang LNG menuju terminal penerimaan LNG. Untuk tabel 4.11 dibawah ini menjelaskan mengenai kombinasi jarak yang akan dihasilkan dari pemodelan distribusi LNG dari FSU Makassar menuju daerah demand di Pulau Kalimantan dan Sulawesi.

Tabel 4. 11.Kombinasi Rute Tiap Region

No	Kombinasi Rute	Jarak (NM)
Model 1		
Region 1		
1	Makassar - (Sulsel Peaker, MPP Sulsel 1, MPP Sulsel 2)	4
2	(Sulsel Peaker, MPP Sulsel 1, MPP Sulsel 2)-Selayar	102
3	Selayar - Makassar	104
Region 2		
1	Makassar-(MPP Kolaka Utara, MPP Kendari, MPP Bombana)	222.5
2	(MPP Kolaka Utara, MPP Kendari, MPP Bombana)- Bau-bau	73.5
3	(Bau-Bau ) - (Wangi-Wangi)	78.9
4	Wang-wangi - Makassar	289.5
Region 3		
1	Makassar- Gorontalo Peaker	543
2	Gorontalo Peaker - ( MPP Sulbagut, Minahasa Peaker)	180
3	( MPP Sulbagut, Minahasa Peaker) - Tahuna	135
4	Tahuna - Makassar	767.3

Sambungan tabel 4.11

Region 4		
1	Makassar - Nunukan	65.9
	Nunukan - ( Malinau, Tj Selor)	335.9
2	( Malinau, Tj Selor) - ( Kaltim Peaker 2, MPP Kaltim)	278.7
3	( Kaltim Peaker 2, MPP Kaltim) - Makassar	533
Region 5		
1	Makassar - (Kalsel Peaker, MPP Kalselteng 1, MPP Kalselteng 2)	322.9
2	(Kalsel Peaker, MPP Kalselteng 1, MPP Kalselteng 2)- Makassar	322.9

### C. Menentukan Variabel-variabel Ekonomi Untuk Perhitungan Biaya Transportasi.

Variabel ekonomi yang dimaksud adalah turunan dari variabel utama yang telah diperoleh sebelumnya untuk menghitung biaya transportasi. Contohnya adalah ketika menghitung biaya operasional dalam berlayar tentunya harus mengetahui variabel-variabel lain seperti waktu berlayar kapal, daya mesin, kebutuhan bahan bakar (SFOC) dan juga harga bahan bakar yang dipakai. Waktu satu kali *trip* kapal dapat diketahui dengan mengukur jarak dari kilang menuju terminal penerimaan LNG dan juga jarak antar terminal penerimaan kemudian dibagi dengan kecepatan kapal, ditambah dengan waktu *port time* dan waktu bongkar muat LNG. Maka dari penjelasan tersebut dapat diketahui waktu satu kali *trip* kapal.

Kemudian untuk penghitungan biaya bahan bakar untuk kapal digunakan asumsi daya mesin yang digunakan sesuai

dengan ukuran kapal. Mengacu pada referensi buku “Mesin Penggerak Utama Motor Diesel” oleh Jusak Johan Handoyo untuk perkiraan daya *engine* dikarenakan untuk data kapal tidak disertakan daya *engine* yang digunakan.

Untuk memperoleh *Spesific Fuel Oil Consumption* (*SFOC*) juga didapatkan dari *project guide* Wartsila dengan mencari daya mesin yang sama atau mendekati dengan daya mesin kapal yang sudah diasumsikan sebelumnya. Berikut pada tabel 4.12 dapat dilihat untuk asumsi daya mesin kapal dan juga *SFOC* tiap ukuran kapal.

Tabel 4. 12. Daya mesin dan *SFOC* kapal

Kapal (m3)	Daya Mesin (KW)	<i>SFOC</i> (g/kWh)
6000	5000	190
10000	7000	177
12000	8200	177
20000	12000	179

Kemudian untuk mendapatkan jumlah bahan bakar yang dibutuhkan setiap melakukan 1 kali *trip* menggunakan rumus dibawah ini.

$$W = \text{BHP} \times \text{SFOC} \times t \times 10^{-6}$$

Dimana :

BHP = Daya mesin induk (kW)

*SFOC* = *Spesific Fuel Oil Consumption*/ Konsumsi bahan bakar (g/kWh)

t = waktu yang dibutuhkan dalam 1 kali *trip*.

Untuk *port time* atau waktu untuk labuh di pelabuhan menggunakan asumsi waktu selama  $\pm 3$  jam, namun dalam model dimasukkan bahwa penghitungan *port time* menggunakan distribusi normal dikarenakan distribusi normal biasanya cocok untuk kegiatan waktu tunggu. Untuk *port time* diasumsikan selama 3 jam dengan standar deviasai 10%, Normal (3, 0.3). Dalam simulasi nanti akan di *random* berapakah *port time* pada tiap *trip*. Hasil waktu yang dikeluarkan akan berbeda-beda pada tiap *trip* yang dilakukan.

*Boil Off Gas (BOG)* juga diatur dalam *input* model, *BOG rate* untuk kapal kecil biasanya kisaran 0,08 – 0,1, dimana *BOG* diatur dengan distribusi *uniform*, dengan bentuk distribusi ini maka angka yang dibutuhkan adalah minimum dan maksimum dari *BOG rate* yang dapat dibentuk oleh LNG dalam kapal. Diasumsikan bahwa *BOG* yang digunakan adalah UNIFORM (min,max), UNIFORM (0,08 , 0,1). Jadi dalam simulasi di ARENA akan mengacak nilai BOG yang akan dikeluarkan pada setiap *trip*, sesuai dengan angka yang diinputkan pada model.

Tabel 4. 13 Tabel ekspresi distribusi untuk aktivitas simulasi.

Aktivitas	Ekspresi Distribusi
Port Time (waktu tunggu di pelabuhan)	NORM(3 , 0.3 )
BOG (boil off gas)	UNIF(0.08 , 0.1)

#### D. Voyage Data

Sudah dibahas pada pembahasan sebelumnya bahwa *Round Trip Day (RTD)* adalah waktu yang diperlukan sebuah kapal untuk melakukan satu kali perjalanan dari kilang LNG menuju terminal penerimaan LNG, dimana pada tugas akhir ini yang berperan sebagai kilang LNG adalah FSU Makassar.

RTD yang dimaksud adalah ship time at sea per round trip, loading time, dan unloading time. Rumus matematis yang digunakan dalam pemodelan dapat dilihat dibawah ini :

$$\triangleright \text{RTD} = \text{sea time} + \text{port time ( loading \& unloading + Slack time)}$$

Sea time yang dimaksud dalam rumus diatas adalah waktu yang dibutuhkan untuk menempuh perjalanan dari FSU Makassar menuju daerah *demand* yang dituju sejauh S (NM) dengan kecepatan V (knot). Berikut adalah rumus matematis dari penjelasan diatas.

$$\blacksquare \text{ Sea time} = \frac{S}{V}$$

Port time yang dimaksud adalah waktu yang dibutuhkan untuk proses *loading* dan *unloading* muatan LNG. Dapat dikatakan juga kecepatan bongkar muat kapal pada saat muat di FSU dan juga waktu bongkar di receiving terminal yang dapat dinotasikan besar muatan kapal adalah M (m<sup>3</sup>) kemudian kecepatan bongkar maupun muat dapat dinotasikan sebesar Q ( m<sup>3</sup>/jam). Berikut dibawah adalah rumus matematis yang digunakan dalam pemodelan.

$$\blacksquare \text{ Port time} = 2 \times \frac{M}{Q} \text{ (jam)}$$

Kemudian untuk slack time pada perhitungan ini diasumsikan bahwa slack time masing-masing port adalah selama 3 jam. Slack time disini adalah waktu tunggu kapal untuk bersandar di pelabuhan. Untuk tariff jasa pelabuhan menggunakan data dari PELINDO 3 dan PELINDO 4.

Tabel 4. 14 Tarif Jasa Pelabuhan Pelindo 3

Tarif Jasa Pelabuhan		
Jasa Labuh	Rp 85.36	per GT
Jasa tambat	Rp 92.84	per GT
Jasa Pemanduan		
- tetap	Rp 67,265.00	Kapal/Gerakan
- variabel	Rp 20.64	GT/Kapal/Gerakan
Jasa Penundaan		
a. 2001 s.d 3500 GT		
- tetap	Rp 546,260.00	Kapal/jam
- variabel	Rp 10.00	GT/kapal/Jam
b. 3501 s.d 8000 GT		
- tetap	Rp 771,456.00	Kapal/jam
- variabel	Rp 10.00	GT/kapal/Jam
c. 8001 s.d 14000 GT		
- tetap	Rp 1,299,100.00	Kapal/jam
- variabel	Rp 10.00	GT/kapal/Jam
d. 18.001 s.d 23.000 GT		
- tetap	Rp 2,860,000.00	Kapal/jam
- variabel	Rp 10.00	GT/kapal/Jam

Tabel 4. 15 Tarif Jasa Pelabuhan Pelindo 4.

Tarif pelayanan jasa tambat

NO	URAIAN	SATUAN	TARIF	
			RP	US\$
1	Kapal Angkutan Laut Luar Negeri			
	a. Berbendera Asing	GT/Etmal	-	0,129
	b. Berbendera Indonesia	GT/Etmal	-	0,129
2	Kapal Angkutan Laut Dalam Negeri			
	a. Berbendera Asing	GT/Etmal	-	0,129
	b. Berbendera Indonesia	GT/Etmal	106	-

Tarif pelayanan jasa pandu

NO	URAIAN	TARIF			
		TETAP (Kapal/Gerakan)		VARIABEL (GT/Kapal/Gerakan)	
		RP	US\$	RP	US\$
1	Kapal Angkutan Laut Luar Negeri				
	a. Berbendera Asing	-	106	-	0,035
	b. Berbendera Indonesia	-	106	-	0,035
2	Kapal Angkutan Laut Dalam Negeri				
	a. Berbendera Asing	-	106	-	0,035
	b. Berbendera Indonesia	293.750	-	53	-



## Tarif pelayanan jasa tunda

NO	URAIAN	TARIF (US \$)	
		TETAP (Kapal/Jam)	VARIABEL (GT/Kapal/Jam)
IV	<b>JASA TUNDA</b>		
	1. Luar Negeri		
	a. 0 s/d 3.500 GT	306	0,007
	b. 3.501 s/d 8.000 GT	735	0,007
	c. 8.001 s/d 14.000 GT	1.103	0,007
	d. 14.001 s/d 18.000 GT	1.470	0,007
NO	URAIAN	TARIF (US \$)	
		TETAP (Kapal/Jam)	VARIABEL (GT/Kapal/Jam)
	2. Dalam Negeri		
	a. 0 s/d 3.500 GT	918.750	12
	b. 3.501 s/d 8.000 GT	1.653.750	12
	c. 8.001 s/d 14.000 GT	2.450.000	12
	d. 14.001 s/d 18.000 GT	3.430.000	12

E. Biaya Sewa Kapal (*Charter Hire*).

Pada kasus tugas akhir ini direncanakan kapal yang akan digunakan untuk distribusi LNG adalah dengan menggunakan kapal sewa. Jenis atau skema sewa terdapat 3 menurut Stopford (2007) yaitu *voyage charter*, *time charter*, dan juga *bare boat charter*. Untuk tipe *charter* mana yang digunakan itu tergantung kesepakatan antara pemilik kapal (*ship owner*) dengan penyewa (*charterer*). Berikut dibawah adalah jenis skema sewa kapal.

*Voyage Charter* adalah sistem penyewaan kapal antara pemilik kapal dengan penyewa berdasarkan trayek angkutan kapal atau berdasarkan jumlah perjalanan kapal. Pada skema ini pemilik kapal menyediakan transportasi untuk kargo dari seluruh ataupun sebagian ruang muat pada kapal dari pelabuhan asal menuju pelabuhan tujuan. Untuk harga yang distandarkan adalah dihitung tiap ton muatan. Pemilik kapal menanggung semua biaya kecuali untuk biaya bongkar muat.

*Time charter* adalah sistem sewa kapal dengan jangka waktu tertentu. Biaya sewa dihitung per hari ataupun per bulan. Untuk skema sewa ini, penyewa kapal (*charterer*) menanggung biaya operasional yang terdiri dari biaya bahan

bakar, biaya pelabuhan, bongkar muat, dan biaya lainya yang terkait dengan kargo yang dimuat. Untuk pemilik kapal (*ship owner*) menanggung biaya resiko operasional kapal.

*Bare boat charter* adalah sistem penyewaan kapal antara pemilik kapal (*ship owner* dan penyewa (*charterer*) dimana pemilik kapal menyerahkan kapal dalam kondisi kosong. Pada dasarnya pemilik kapal hanya membiayai kapal dan kemudian menerima uang sewa dari penyewa untuk menutupi biaya. Semua biaya operasional, biaya pelayaran, dan biaya yang terkait muatan ditanggung oleh penyewa.

Untuk tugas akhir kali ini penulis memilih untuk menggunakan skema sewa kapal secara *Time charte*, karena yang diketahui berdasarkan data yang ada dari *LNG Solution* adalah biaya sewa per hari. Dan dengan menggunakan skema sewa ini maka harus menghitung biaya operasional kapal.

#### F. Batasan Masalah (Constraint)

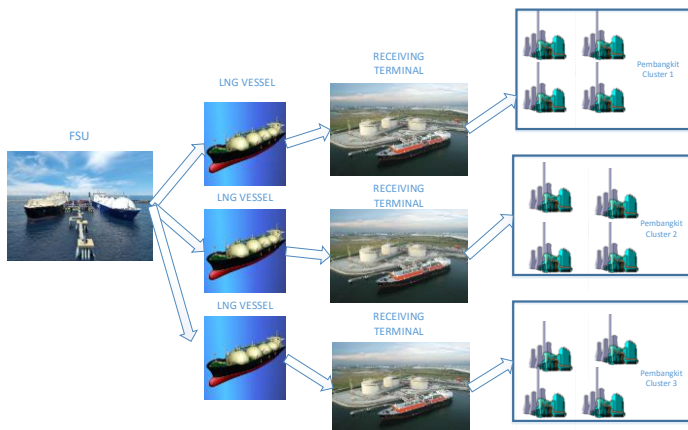
Constraint adalah suatu batasan ang didapat dari logika-logika matematis yang sudah disimpulkan dari suatu pemodelan yang perlu ditambahkan. Tujuannya adalah agar pemodelan yang dibuat adalah pemodelan yang *feasible*. Berikut dibawah adalah batasan masalah yang ditambahkan dalam tugas akhir kali ini :

- 1 Seluruh kebutuhan pembangkit di daerah Indonesia Tengah diasumsikan bisa tersuplai dari FSU Makassar.
- 2 Dalam perencanaan kajian disini daerah untuk pembangkit yang dituju berada di Pulau Sulawesi dan Kalimantan.
- 3 Asumsi untuk membuat model transportasi LNG dari kilang Makasar menuju demand (Pembangkit Listrik) adalah sebagai berikut :
  - a) Saat proses distribusi, kecepatan setiap moda transportasi dianggap sama dan konstan selama waktu perjalanan dari lokasi asal menuju lokasi tujuan.

- b) Waktu *trip* dihitung berdasarkan pada lamanya waktu lamanya pelayaran dilaut ditambah dengan waktu sandar dan bongkar muat LNG pada terminal penerima LNG.
- c) Untuk terminal penerima LNG dan fasilitas regasifikasi diasumsikan siap operasi dan dalam kondisi yang baik sehingga dapat langsung melayani dari kapal LNG yang datang

#### 4.4.3 Skenario Pola Distribusi

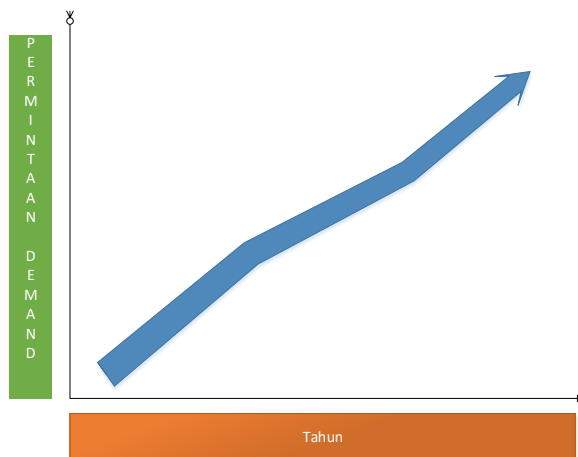
Setelah dilakukan asumsi dan menyusun input model pada pembahasan sebelumnya, maka diperoleh keluaran model berupa pola distribusi LNG. Pemodelan yang disusun ini menggunakan gambaran secara deskriptif, sehingga didapatkan gambaran awal alur distribusi dari FSU menuju receiving terminal. Untuk pola distribusi dibuat menjadi dua pola alur distribusi. Kedua model yang telah dibuat tentunya memiliki perhitungan biaya yang berbeda, dipengaruhi oleh efisiensi dari *fixed cost* dan biaya *variable cost*. Berikut dibawah adalah gambaran dari alur pola distribusi LNG dari FSU menuju *demand* (pembangkit).



Gambar 4. 7. Model 1 Alur Distribusi LNG

Gambar 4.7 diatas adalah pola alur distribusi LNG dari FSU Makassar menuju *receiving terminal* sesuai dengan daerah yang telah diclusterkan pada pembahasan sebelumnya. Dapat dijelaskan bahwa untuk model 1 ini, 1 kapal yang terpilih melayani 1 cluster yang terdiri dari beberapa receiving terminal yang mengcover kebutuhan beberapa pembangkit.

Model alur distribusi diatas adalah gambaran secara umum bahaimana LNG tersebut didistribusikan. Dengan kedua model tersebut maka akan dilakukan simulasi pemodelan dengan menggunakan software ARENA *Simulation* untuk mengetahui model manakah yang paling sesuai untuk digunakan dan merepresentasikan kondisi ril.



Gambar 4. 8. Model 2 Simulasi kenaikan *demand*.

Gambar 4.8 diatas adalah gambaran untuk kenaikan permintaan LNG setiap tahunnya. Karena pada logikanya untuk kebutuhan energi tidak mungkin turun, dikarenakan memang menjadi sebuah kebutuhan untuk mensuplai sebagai bahan bakar pembangkit listrik. Pada simulasi ini bertujuan untuk mengetahui berapakah ukuran kapal, ukuran tangki

penyimpanan pada terminal penerima, dan juga biaya investasi yang dikeluarkan untuk memenuhi kebutuhan LNG untuk mensuplai LNG sesuai dengan tahun yang ditentukan.

#### **4.5 Menentukan Biaya Investasi Pada Terminal Penerima LNG.**

Pada distribusi LNG untuk pembangkit, LNG dari kapal sebelum dialirkan ke tiap tiap pembangkit baik melalui pipa gas maupun diangkut dengan menggunakan truk, LNG ditampung terlebih dahulu di terminal penerima LNG. Terminal penerima LNG memiliki fasilitas untuk menerima dan menangani LNG. Fasilitas tersebut meliputi fasilitas bongkar muat, tangki penyimpanan LNG, penanganan *Boil-off Gas* (BOG), pompa LNG, vaporizer sebagai unit regasifikasi, dan sejumlah fasilitas pendukung lainnya (Aldrin, 2014).

Pada perencanaan pola distribusi LNG ini telah ditetapkan daerah mana yang menjadi tujuan distribusi LNG, daerah yang dituju ini akan dibangun fasilitas terminal penerimaan LNG untuk kemudian didistribusikan ke pembangkit-pembangkit disekitar terminal penerimaan. Pada pembahasan sebelumnya sudah dibahas bahwa pada penelitian ini jumlah pembangkit yang dituju adalah berjumlah 22 pembangkit yang tersebar di Pulau Sulawesi dan Pulau Kalimantan. Dan terdapat 12 titik terminal penerima LNG yang harus disuplai.

Terminal penerimaan LNG (*LNG Receiving Terminal*) adalah terminal untuk menerima pengiriman LNG dari kapal LNG yang sudah ditugaskan untuk mensuplai ke terminal penerimaan tersebut. Terminal penerimaan LNG terletak di tepi laut ataupun juga terapung diperairan dekat daratan. Fungsi operasional utama terminal penerimaan LNG adalah menyimpan dan juga meregasifikasi LNG.

Fasilitas utama yang harus tersedia pada terminal penerimaan LNG terdiri dari beberapa unit instalasi antara lain :

1. LNG carrier *berthing* dan fasilitas *unloading* LNG.
2. Tangki penyimpanan LNG.
3. Unit regasifikasi.
4. Metering dan stasiun pengaturan tekanan.
5. Perpipaan pengiriman gas.
6. Unit fasilitas untuk mengatasi gas *boil off*.

#### **4.5.1 Tinjauan Pada Lokasi Penerimaan LNG Yang Akan Dibangun.**

Sebelum melakukan penghitungan biaya investasi terminal penerima secara rinci terlebih dahulu dilakukan survei letak untuk dibangunnya terminal penerimaan LNG apakah sudah terdapat terminal khusus seperti terminal bahan bakar solar, LPG, dll. Jika didekat lokasi akan dibangunnya terminal penerimaan LNG tersebut sudah terdapat terminal bahan bakar tersebut maka tidak perlu dibangun jetty lagi untuk terminal penerimaan LNG. Dikarenakan terminal penerima LNG ini adalah termasuk terminal khusus (Tersus) maka tempat untuk bersandar juga tidak dapat digabung dengan pelabuhan umum lainnya. Maka dari itu fasilitas jetty untuk kapal LNG haruslah juga khusus. Jetty adalah fasilitas atau bangunan menjorok ke laut yang berfungsi untuk mencari kedalaman yang sesuai dengan sarat kapal sehingga kapal dapat bersandar dan melakukan *unloading* LNG.

Hasil observasi yang dilakukan adalah lokasi terminal yang sudah memiliki fasilitas jetty untuk terminal khusus BBM adalah Makassar dan Sulbagut Minahasa, Tahuna dan Kalimantan Selatan (Trisakti). Untuk lokasi terminal penerima lainnya belum terdapat terminal khusus lainnya, jadi jetty harus dibangun sendiri untuk terminal penerima LNG pada lokasi tersebut. Biaya pembangunan jetty diperkirakan

sebesar \$ 13.300 USD/ meter. Untuk matriks data fasilitas jetty dapat dilihat pada tabel 4.16 dibawah ini.

Tabel 4. 16 Hasil tinjauan lokasi terminal penerimaan LNG.

Terminal Penerima	Lokasi	Keterangan	
1	Makassar	Sudah Ada Fasilitas Jetty Terminal BBM	v
2	Selayar	Belum Ada Fasilitas Jetty Untuk Tersus	x
3	Bombana	Belum Ada Fasilitas Jetty Untuk Tersus	x
4	Bau-Bau	Belum Ada Fasilitas Jetty Untuk Tersus	x
5	Wangi-wangi	Belum Ada Fasilitas Jetty Untuk Tersus	x
6	Gorontalo	Belum Ada Fasilitas Jetty Untuk Tersus	x
7	Sulbagut Minahasa	Sudah Ada Fasilitas Jetty Terminal BBM	v
8	Tahuna	Sudah Ada Fasilitas Jetty Terminal BBM	v
9	Balikpapan	Belum Ada Fasilitas Jetty Untuk Tersus	x
10	Tj.Selor	Belum Ada Fasilitas Jetty Untuk Tersus	x
11	Nunukan	Belum Ada Fasilitas Jetty Untuk Tersus	x
12	Kalimantan Selatan	Sudah Ada Fasilitas Jetty Terminal BBM	v

#### 4.5.2 Tinjauan Investasi Tangki LNG Dan Perhitungan Lahan

Sesuai dengan ukuran kapal yang dipilih untuk tiap region, maka luas dari terminal penerimaan LNG menyesuaikan ukuran kapal yang dipilih tersebut. Ukuran kapal yang dipilih bergantung pada investasi yang nilainya paling kecil. Untuk terminal penerima harus mampu menampung gas minimal selama waktu kapal tersebut melakukan 1 x *round trip*. Contohnya pada terminal di Selayar membutuhkan 95 m<sup>3</sup>/ hari, jika kapal yang bertugas melayani Selayar membutuhkan waktu 3 hari dalam satu kali *round trip* maka minimal tangki yang harus disediakan pada terminal penerima adalah harus dapat menampung LNG sebanyak 285 m<sup>3</sup>. Logikanya adalah semakin besar kapasitas terminal penerima untuk menampung LNG maka semakin besar pula kapasitas tangki dan lahan yang dibutuhkan, dan biaya investasi juga semakin besar. Harga investasi tanah pada masing-masing terminal penerima adalah berbeda –beda

tergantung lokasi dengan kisaran harga per meternya adalah \$ 39 USD - \$ 370 USD. Untuk ukuran tangki yang digunakan adalah berukuran 300 m<sup>3</sup>, 1000 m<sup>3</sup>, dan 3000 m<sup>3</sup>. Untuk detail harganya dapat dilihat pada tabel 4.17 berikut ini.

Tabel 4. 17 Estimasi harga tangki LNG.

Ukuran Tangki (m3)	Harga (\$)
300	185000
1000	739000
3000	1060940

Selain estimasi untuk harga tangki, jetty dan lahan, beberapa peralatan fasilitas penunjang seperti pompa, kompresor, LNG offloading, vapourizer, pipa, dll dapat dilihat pada tabel 4.18 dibawah ini

Tabel 4. 18 Estimasi harga fasilitas terminal penerima.

No.	Investment	Unit Price (USD)	Information
1	Cryogenic Pipe	\$ 770	per meter
2	LNG Offloading	\$ 2,600,000	per set
3	El.Power Generator	\$ 400,000	per unit
4	BOG Compressor	\$ 93,000	per set
5	Vaporizer	\$ 40,000	per set
6	LNG Pump	\$ 24,000	per unit
7	Jetty	\$ 13,300	per meter
8	Land Investment	conditional	per meter
9	Filling Station	\$ 32,000.00	per unit

#### 4.5.3 Fasilitas Untuk Masing-Masing Terminal Penerima LNG

Setelah melakukan tinjauan pada lokasi penerima LNG maka selanjutnya adalah mendata fasilitas apa saja yang dibutuhkan untuk masing-masing terminal penerima. Untuk fasilitas terminal penerima, semua hampir sama. Untuk



fasilitas terminal penerima pada umumnya terdiri dari pompa LNG, pipa cryogenic, tangki LNG, peralatan untuk *offloading* LNG dari kapal menuju tangki yang ada di terminal penerima, BOG *compressor* untuk menangani *boil off gas* LNG yang ada didalam tangki LNG, kemudian untuk meregasifikasi LNG dibutuhkan vaporizer, untuk fasilitas jetty ini kondisional untuk dibangun atau tidak bergantung pada lokasi terminal penerima apakah sudah tersedia fasilitas jetty ataupun belum sesuai dengan tinjauan lokasi yang sudah dilakukan sebelumnya. Untuk rangkuman pendataan fasilitas dapat dilihat pada tabel 4.19 dibawah ini.

Tabel 4. 19 Data Fasilitas Terminal Penerima.

Terminal Penerima	Lokasi	Tangki LNG	Jetty	LNG Pump	Vapourizer	BOG Compress	LNG Offloading	Filling Station	Supporting Building	Generator
1	Makassar	v	x	v	v	v	v	x	v	v
2	Selayar	v	v	v	v	v	v	x	v	v
3	Bombana	v	v	v	v	v	v	v	v	v
4	Bau-Bau	v	v	v	v	v	v	x	v	v
5	Wangi-wangi	v	v	v	v	v	v	x	v	v
6	Gorontalo	v	v	v	v	v	v	v	v	v
7	Sulbagut Minahasa	v	x	v	v	v	v	x	v	v
8	Tahuna	v	x	v	v	v	v	x	v	v
9	Balikpapan	v	v	v	v	v	v	v	v	v
10	Tj.Selor	v	v	v	v	v	v	v	v	v
11	Nunukan	v	v	v	v	v	v	x	v	v
12	Kalimantan Selatan	v	x	v	v	v	v	v	v	v

x = tidak membutuhkan untuk dibangun

v = harus disediakan/dibangun

#### 4.5.4 Pemodelan Pada ARENA

Pada pemodelan dalam tugas akhir ini menggunakan software ARENA sebagai media untuk mensimulasikan skenario yang telah diulas pada pembahasan sebelumnya.

Didalam menyusun model simulasi LNG Supply Chain dari FSU Makassar menuju pembangkit di Indonesia Bagian Tengah khususnya untuk Pulau Kalimantan dan Sulawesi memiliki beberapa tahapan proses yang harus dilakukan. Pertama adalah menyusun modul-modul simulasi, validasi dan verifikasi untuk modul-modul yang telah disusun. Selanjutnya adalah input data yang akan disimulasikan di modul-modul Arena, setelah tahap input data kemudian menjalankan simulasi tersebut dengan *setting* waktu yang telah ditentukan. Tahap terakhir dari simulasi adalah menganalisa data hasil dari simulasi.

Modul-modul yang terdapat pada perangkat kerja Arena memiliki fungsi yang bermacam-macam, namun untuk simulasi model pada tugas akhir ini hanya memakai beberapa modul dari keseluruhan modul yang tersedia. Pada ulasan sebelumnya telah dijelaskan keseluruhan modul yang ada pada Arena versi 14 ini. Untuk pembahasan selanjutnya ini akan membahas beberapa modul yang akan digunakan dalam penyusunan model simulasi.

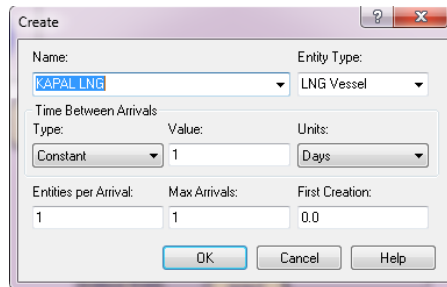
##### 4.5.4.1 Modul Create

Modul create ini tersedia pada *project bar Basic Process*. Dalam penyusunan modul ini digunakan sebagai fungsi kedatangan kapal LNG dengan *type* yang digunakan berupa *constant*.

- Fungsi kedatangan kapal LNG.

Gambar 4.\_ merupakan modul *create* ini sebagai fungsi kedatangan kapal. Kapal LNG ini adalah sebagai entitas pada simulasi ini. Waktu kedatangan kapal LNG ini di *setting*

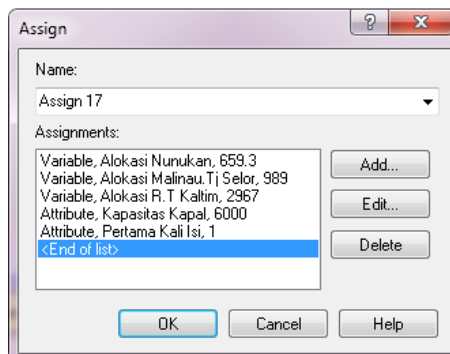
*constant* karena ada variabel lain yang akan mempengaruhi kedatangan kapal LNG pada simulasi ini.



Gambar 4. 9. Modul *Create* (kedatangan kapal)

#### 4.5.4.2 Modul Assign

Modul ini terdapat pada *project bar Basic Process*. Modul assign ini adalah salah satu modul yang penting pada pemodelan simulasi ini. Fungsinya adalah untuk memasukan nilai baru pada seluruh entitas (*entity*) yang ada. *Assignment* yang digunakan adalah berupa penambahan *attribute* dan *variable*. *Attribute* yang di *setting* pada modul *assign* ini adalah Kapasitas Kapal yang digunakan dan untuk *variable* yang di *setting* pada modul ini adalah Alokasi yang akan diberikan pada tiap *receiving terminal*.



Gambar 4. 10. Modul *assign* (penambahan atribut dan variabel)

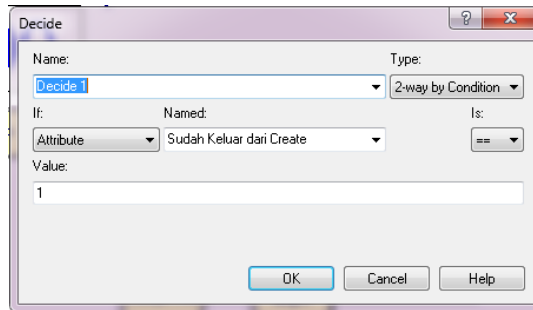
#### 4.5.4.3 Modul Station

Modul station ini terdapat pada *project bar Advance Transfer*. Modul ini berfungsi untuk menggambarkan tempat pada suatu aktifitas untuk proses maupun pergerakan *entity* dalam *system*. Seperti yang ditunjukkan gambar 4.11 adalah contoh dari pengaturan tempat untuk simulasi sistem dalam kasus ini.

Gambar 4. 11. Modul *station* (penambahan identifikasi tempat)

#### 4.5.4.4 Modul Decide

Modul ini terdapat pada *project bar Basic Process*. Fungsi dari modul *decide* ini adalah membagi kondisi berdasarkan *type* yang dipilih berupa *type change* dan *type condition*. *Type* yang dipilih adalah *type condition*. Untuk pengaturan dari *decide* ini adalah diatur berdasarkan ketika kapal pertama kali mengirim dan kapal yang sudah berkali-kali mensuplai LNG.



Gambar 4. 12. Modul Decide (penambahan *type condition*)

#### 4.5.4.5 Modul Hold

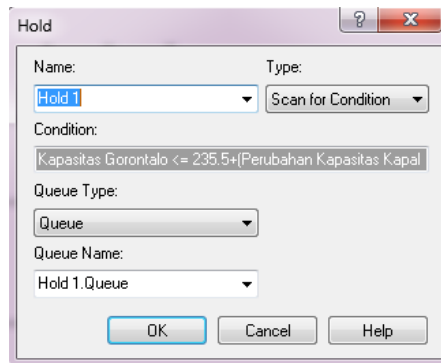
Modul Hold pada *Arena software* ini terdapat pada modul *Advanced Process*. Modul ini digunakan untuk menahan pergerakan entitas dalam sistem untuk beberapa waktu. Terdiri dari *Name*, *Queue Type*, dan *Queue Name*. Untuk kasus ini *Queue type* yang dipakai dalam penelitian ini adalah *Queue* dengan arti menunggu dalam antrian. Kemudian mengatur input *condition* pada modul ini adalah menggunakan rumus *Re-Order Point (ROP)*.

$$ROP = SS + (Lead\ Time) * Z$$

*SS* = *Safety Stock*

*Lead time* = waktu yang dibutuhkan antara bahan baku dipesan hingga sampai ke tempat.

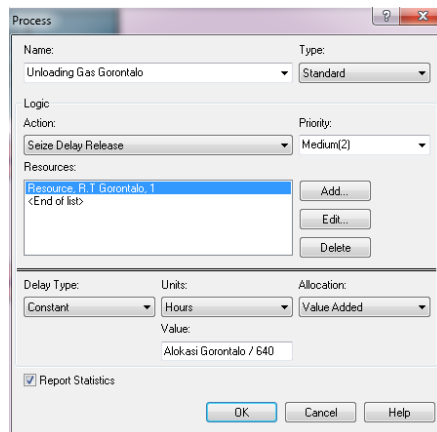
$$Z = Service\ Level\ (95\% \text{ dari storage}) \\ = 1,96 \text{ (lihat tabel distribusi normal)}$$



Gambar 4. 13. Modul Hold (penambahan *queue condition*)

#### 4.5.4.6 Modul Process

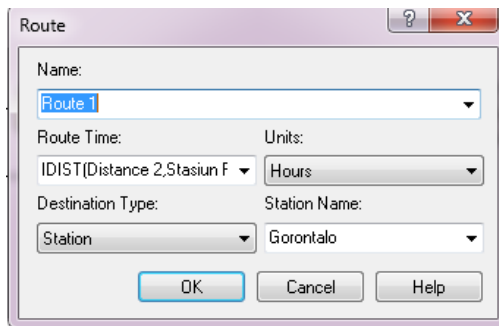
Modul ini terdapat pada *project bar Basic Process*, fungsinya adalah memproses *entity* dalam simulasi. Pada kasus ini *value* yang diinput adalah alokasi LNG yang disuplai pada masing-masing *Receiving Terminal* kemudian dibagi dengan kapasitas pompa yang dimiliki kapal LNG untuk proses *unloading*. Dapat dilihat seperti gambar 4.14 dibawah ini.



Gambar 4. 14.Modul Process (penambahan value yang diproses)

#### 4.5.4.7 Modul Route

Modul route ini terdapat pada *project bar Advance Process*, fungsinya adalah untuk menentukan arah pergerakan *entity* dalam *station* dari asal menuju tujuan yang telah di *setting*. Seperti yang ditunjukkan oleh gambar 4.15 dibawah ini.

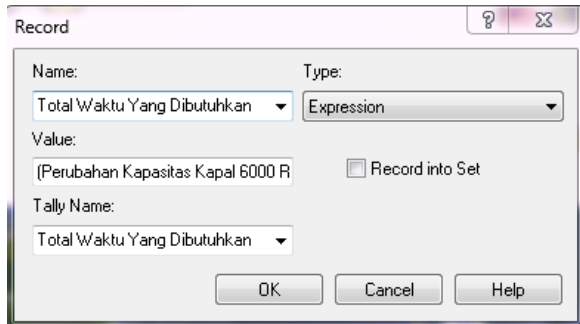


Gambar 4. 15.Modul Route (penambahan rute yang dituju)

#### 4.5.4.8 Modul Record

Modul *record* ini terdapat pada *project bar Basic Process*, digunakan untuk memunculkan data statistik pada model simulasi. Untuk kasus ini data statistic yang dimunculkan salah satunya adalah total waktu yang dibutuhkan dalam satu kali *trip*. Dapat dilihat seperti gambar 4.16 dibawah ini

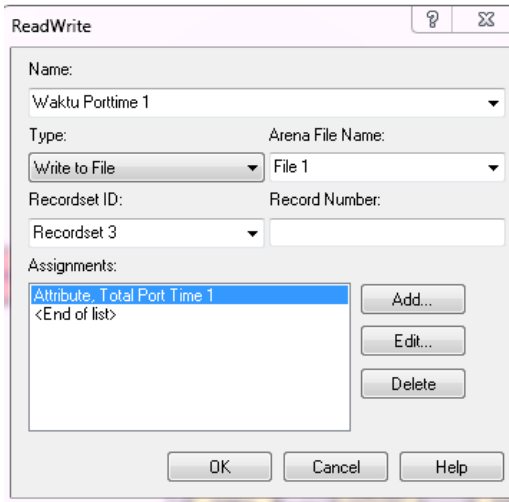




Gambar 4. 16. Modul Record (penambahan data apa saja yang di *report*).

#### 4.5.4.9 Modul Readwrite

Modul readwrite ini terdapat pada project bar *Advance Process*, digunakan untuk memunculkan data statistik di Ms.Excel sesuai dengan data apa saja yang ingin ditampilkan pada model simulasi. Untuk kasus ini data statistic yang dimunculkan pada modul readwrite ini salah satunya adalah waktu porttime yang dibutuhkan dalam satu kali trip. Dapat dilihat seperti gambar 4.17 dibawah ini

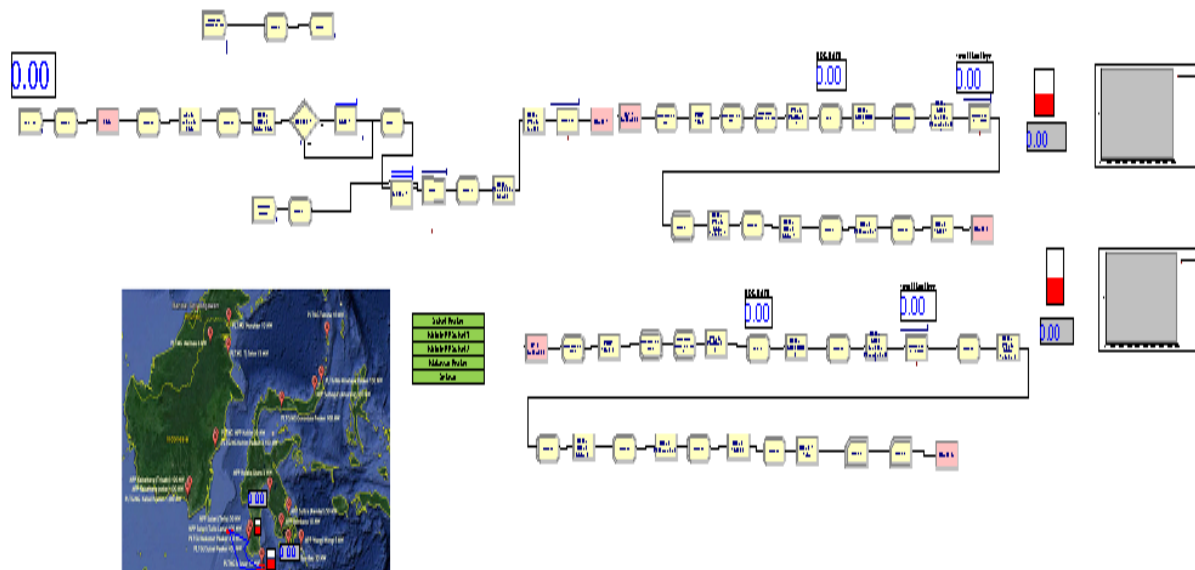


Gambar 4. 17 Modul Readwrite (Untuk menampilkan hasil simulasi pada Ms.Excel)

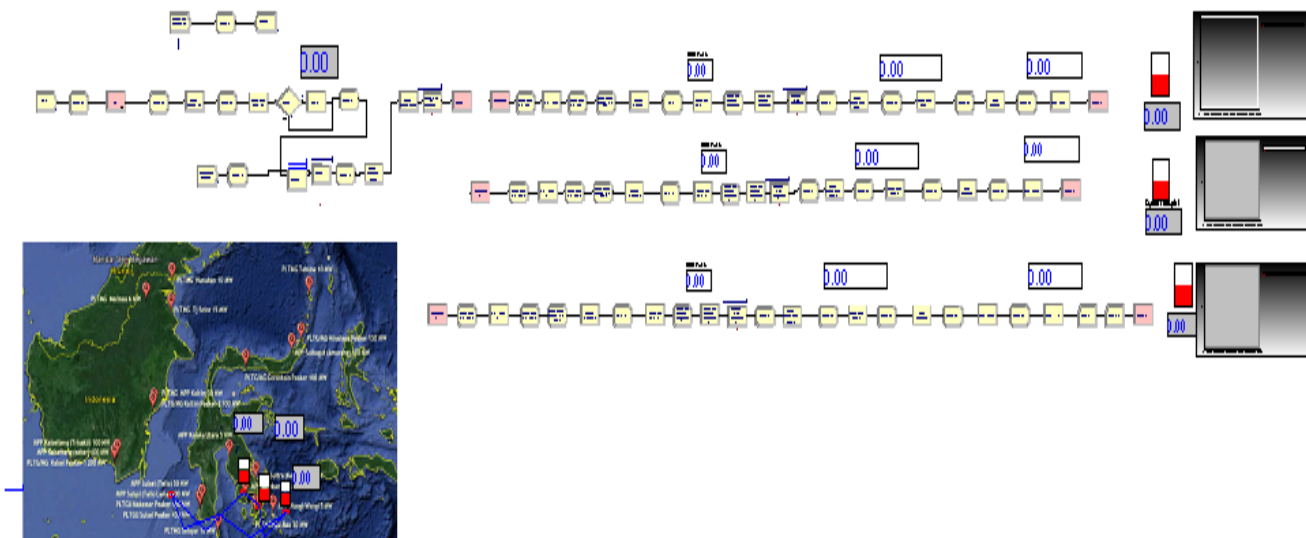
#### 4.6 Validasi dan Verifikasi Model

Validasi dan verifikasi pada model yang telah disusun sesuai dengan representasi kondisi *real*. Pada sub bab sebelumnya telah dijelaskan tentang modul-modul yang dipakai dalam penyusunan model distribusi LNG ini.

Pemodelan dari simulasi sistem distribusi LNG dapat dilihat pada gambar 4.18 , pada gambar tersebut menjelaskan bagaimana kegiatan pola distribusi LNG dari FSU Makassar menuju daerah pembangkit di region 3 yang terdiri dari Gorontalo, Sulbagut Minahasa, dan Tahuna. Dengan model tersebut dapat disimulasikan dengan berbagai tipe ukuran kapal yang akan digunakan dalam distribusi LNG. Sehingga hasil yang didapatkan pada setiap simulasinya akan berbeda-beda tiap ukuran kapal yang digunakan.



Gambar 4. 18 Susunan Model Simulasi Pada Arena Region 1



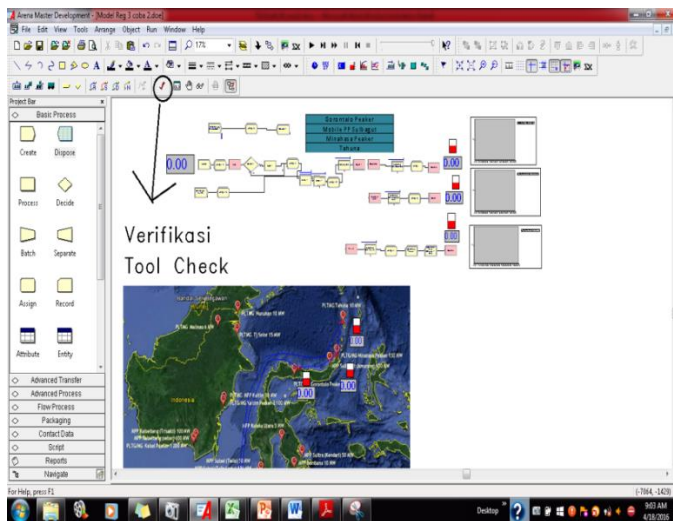
Gambar 4. 19 Susunan Model Simulasi Pada Arena Region 2







Gambar 4.18, 4.19, 4.20, 4.21, 4.22 merupakan susunan model untuk region 1-5. Sebelum model tersebut dijalankan maka langkah selanjutnya adalah verifikasi model dengan tujuan mengetahui adanya kesalahan dalam proses penyusunan model pada Arena. Untuk proses verifikasi secara sederhana pada Arena dapat dilakukan dengan klik pilihan *tool* pada *toolbar*. Arena secara otomatis akan mengidentifikasi adanya *error* maupun tidak. Untuk penjelasannya dapat dilihat pada gambar 4.23.

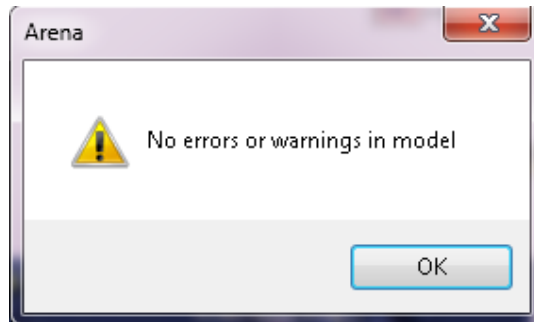


Gambar 4. 23.Verifikasi Model

Hasil dari verifikasi merupakan keputusan setelah dilakukan identifikasi pada model oleh Arena apakah model tersebut siap dijalankan ataukah masih ada *error* pada model yang disusun. Untuk model yang sudah benar dan tidak ada



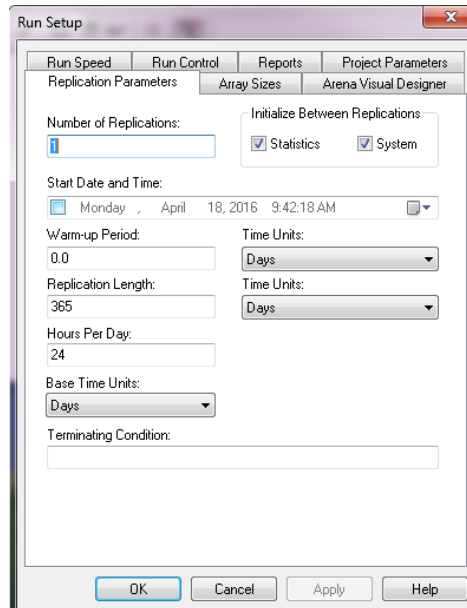
*error* maka akan keluar tampilan seperti gambar 4.19 dibawah ini.



Gambar 4. 24.Verifikasi Tidak Terjadi Eror Pada Model

#### 4.7 Menjalankan Simulasi

Setelah susunan model yang telah dibuat sudah diverifikasi dan validasi tidak *error*, maka selanjutnya adalah menjalankan simulasi. Sebelum menjalankan simulasi harus mengatur berapa waktu lamanya simulasi dan satuan waktu yang digunakan agar simulasi berjalan sesuai dengan apa yang diinginkan. Untuk *tool* ini dapat dilihat pada *toolbar run » setup*. Tampilan dari menu *setup* dapat dilihat pada gambar 4.20.



Gambar 4. 25. Modul Setup Untuk Mengatur Timestep dan Lama Simulasi

## 4.8 Analisa Data Hasil Simulasi

Keluaran data yang dihasilkan dari simulasi menggunakan Arena ini adalah berapa lama waktu yang dibutuhkan dalam sekali *round trip* pada masing-masing *cluster*, ukuran *storage* tiap receiving terminal, kapasitas kapal yang digunakan untuk masing-masing *cluster*.

Dalam penyusunan model ini, input yang dimasukkan dalam model simulasi adalah kebutuhan alokasi *demand*, kapasitas kapal, jarak tempuh, kecepatan kapal, dan kapasitas pompa, dan variabel biaya operasional masing-masing kapal.

### 4.8.1 Hasil Simulasi Pada Skenario 1.

Data region 1:

- a. Jumlah dan kapasitas kapal yang dimodelkan ( 4 kapal).  
 b. Alokasi *daily take menuju demand* ( $m^3$ ).

Tabel 4. 20 Kebutuhan demand region 1/ hari

Lokasi Terminal	Kebutuhan/ hari ( $m^3$ )
Makassar	2732
Selayar	95

- c. Waktu bongkar muat (kapasitas pompa  $640 m^3/jam$ ).  
 d. Kapasitas Kapal ( 6000, 10.000, 12.000, 20.000  $m^3$ ).  
 e. Kecepatan Kapal 15, 16, 13.9 knot.  
 f. Jarak tempuh ke tiap *receiving terminal* ( 1 kali jalan dalam NM).

Tabel 4. 21 Jarak Tempuh Untuk Region 1 Dari Tiap Terminal Penerimaan.

Lokasi Terminal	Jarak (NM)
Makassar	4
Selayar	102

Tabel 4. 22 Hasil Simulasi Untuk Region 1.

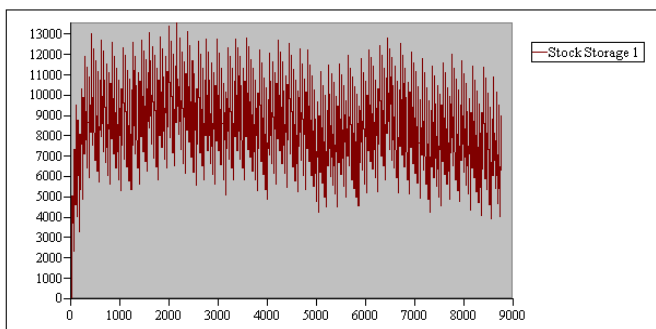
Ukuran Kapal ( $m^3$ )	Jumlah Kapal	Lama Simulasi (Tahun)	Total Jarak (NM)	Total Waktu (Jam)	Total Jumlah Kedatangan Kapal /Tahun
6000	1	1	211	32	205
10000	1	1	211	38	115
12000	1	1	211	40	98
20000	1	1	211	53	58

Tabel 4. 23 Hasil Simulasi Dengan Arena Untuk Kapasitas *Storage* di Region 1.

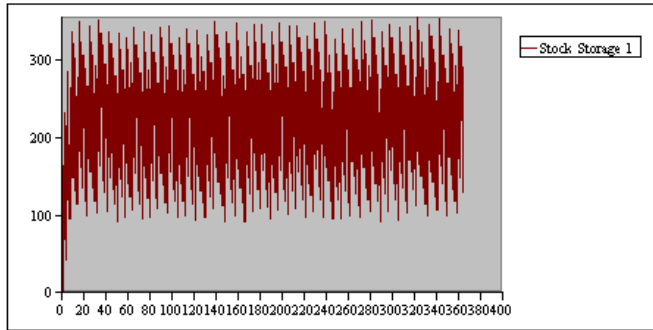
Ukuran Kapal	Ukuran Investasi Tangki Pada Receiving Terminal (m3)	
	Makassar	Selayar
6000	12000	500
10000	15000	500
12000	18000	600
20000	26000	900

Dalam tabel 4.22 dan 4.23 diatas adalah hasil dari simulasi rantai pasok skenario 1 LNG untuk region 1 pada Arena. Pada hasil simulasi ini akan dijadikan pertimbangan dalam pemilihan tipe kapal yang akan digunakan untuk region 1 ini.

Berikut grafik 4.1, 4.2 dibawah adalah grafik *stock storage* pada *receiving terminal* di region 1 selama satu tahun simulasi dengan menggunakan 1 kapal 6000 m<sup>3</sup>. Dari grafik juga dapat dilihat untuk intensitas kedatangan dari kapal untuk mensuplai kebutuhan LNG pada region 1.

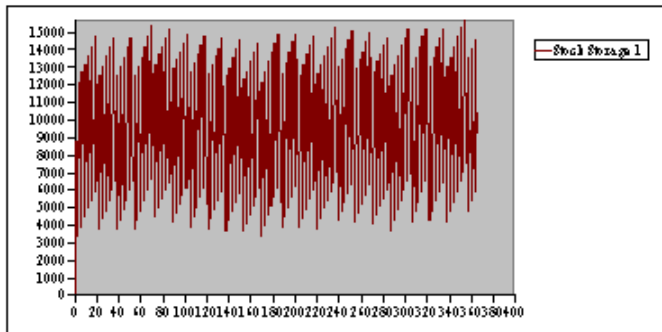


Grafik 4. 1 Grafik *stock storage* Makassar dengan simulasi 1kapal ukuran 6000 m<sup>3</sup>.

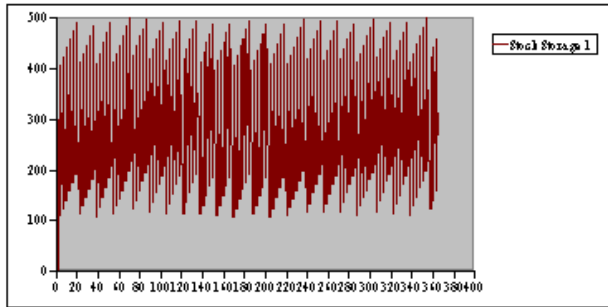


Grafik 4. 2 Grafik *stock storage* Selayar dengan simulasi 1 kapal ukuran 6000 m<sup>3</sup>.

Berikut grafik 4.3, 4.4, dibawah adalah grafik *stock storage* pada *receiving terminal* di region 1 selama satu tahun simulasi dengan menggunakan 1 kapal 10000 m<sup>3</sup>. Dari grafik juga dapat dilihat untuk intensitas kedatangan dari kapal untuk mensuplai kebutuhan LNG pada region 1.

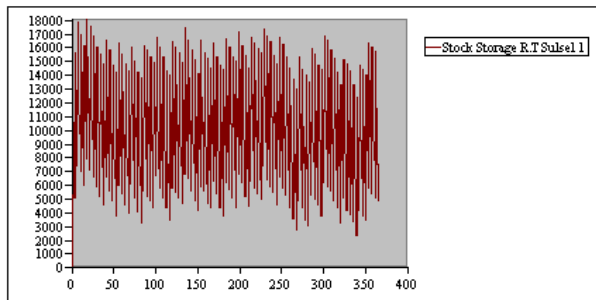


Grafik 4. 3 Grafik *stock storage* Makassar dengan simulasi 1 kapal ukuran 10000 m<sup>3</sup>

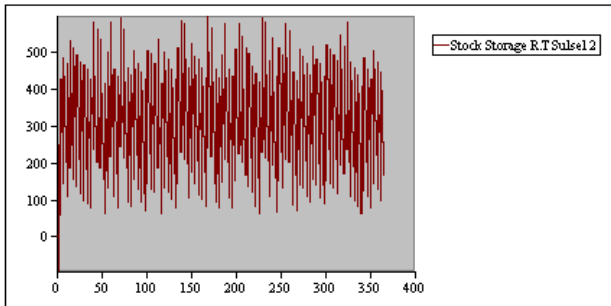


Grafik 4. 4 Grafik *stock storage* Selayar dengan simulasi 1 kapal ukuran 10000 m<sup>3</sup>

Berikut grafik 45, 4.6, dibawah adalah grafik *stock storage* pada *receiving terminal* di region 1 selama satu tahun simulasi dengan menggunakan 1 kapal 12000 m<sup>3</sup>. Dari grafik juga dapat dilihat untuk intensitas kedatangan dari kapal untuk mensuplai kebutuhan LNG pada region 1.

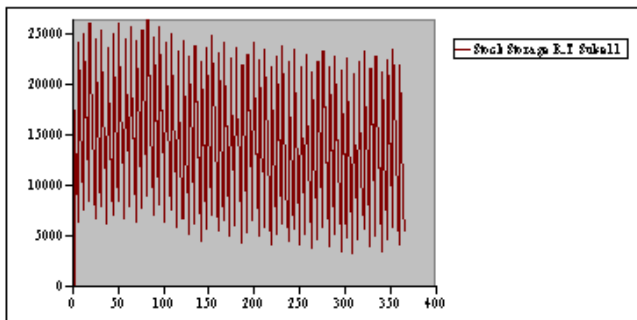


Grafik 4. 5 Grafik *stock storage* Makassar dengan simulasi 1 kapal ukuran 12000 m<sup>3</sup>

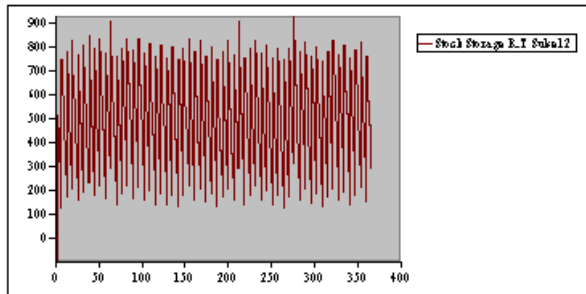


Grafik 4. 6 Grafik *stock storage* Selayar dengan simulasi 1 kapal ukuran 12000 m<sup>3</sup>

Berikut grafik 4.7, 4.8, dibawah adalah grafik *stock storage* pada *receiving terminal* di region 1 selama satu tahun simulasi dengan menggunakan 1 kapal 20000 m<sup>3</sup>. Dari grafik juga dapat dilihat untuk intensitas kedatangan dari kapal untuk mensuplai kebutuhan LNG pada region 1.



Grafik 4. 7 Grafik *stock storage* Makassar dengan simulasi 1 kapal ukuran 20000 m<sup>3</sup>



Grafik 4. 8 Grafik *stock storage* Selayar dengan simulasi 1 kapal ukuran 20000 m<sup>3</sup>

Dari simulasi diatas maka didapatkan waktu satu kali perjalanan dan berapa nilai ukuran tangki yang harus dibangun pada tiap ukuran kapal yang akan dipakai. Pada simulasi juga dimasukan nilai biaya operasional untuk masing-masing kapal. Berikut dibawah pada tabel\_ dapat dilihat untuk rangkuman biaya operasional tiap tahunnya.

Tabel 4. 24 Tabel rangkuman biaya operasional pada region 1 1

6000	Total Operational/year	\$ 4,144,569.08
	Charter cost/year	\$ 9,125,000.00
	Total	\$ 13,269,569.08
10000	Total Operational/year	\$ 4,111,291.87
	Charter cost/year	\$ 10,950,000.00
	Total	\$ 15,061,291.87
12000	Total Operational/year	\$ 4,462,483.14
	Charter cost/year	\$ 12,775,000.00
	Total	\$ 17,237,483.14
20000	Total Operational/year	\$ 5,140,749.15
	Charter Cost/year	\$ 18,250,000.00
	Total	\$ 23,390,749.15



Data region 2 :

- a. Jumlah dan kapasitas kapal yang dimodelkan ( 4 kapal).
- b. Alokasi *daily take menuju demand* ( $m^3$ ).

Tabel 4. 25 Kebutuhan demand region 2/ hari

Lokasi Terminal	Kebutuhan/ hari ( $m^3$ )
Bombana	424
Bau-Bau	189
Wangi-wangi	48

- c. Waktu bongkar muat kapasitas pompa ( $640 m^3/jam$ ).
- d. Kapasitas Kapal (6000, 10.000, 12.000, 20.000)
- e. Kecepatan Kapal 15, 16, 13.9 knot.
- f. Jarak tempuh ke tiap *receiving terminal* ( 1 kali jalan dalam NM).

Tabel 4. 26 Jarak Tempuh Untuk Region 2 Dari Tiap Terminal Penerimaan

Lokasi Terminal	Jarak (NM)
Bombana	223
Bau-Bau	74
Wangi-wangi	79

Tabel 4. 27 Hasil Simulasi Region 2

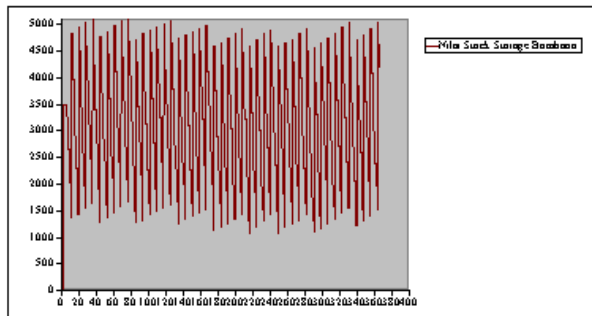
Ukuran Kapal ( $m^3$ )	Jumlah Kapal	Lama Simulasi (Tahun)	Total Jarak (NM)	Total Waktu (Jam)	Total Jumlah Kedatangan Kapal
6000	1	1	599	61	45
10000	1	1	599	66	27
12000	1	1	599	67	23
20000	1	1	599	84	14

Tabel 4. 28 Hasil Simulasi Dengan Arena Untuk Kapasitas *Storage* di Region 3

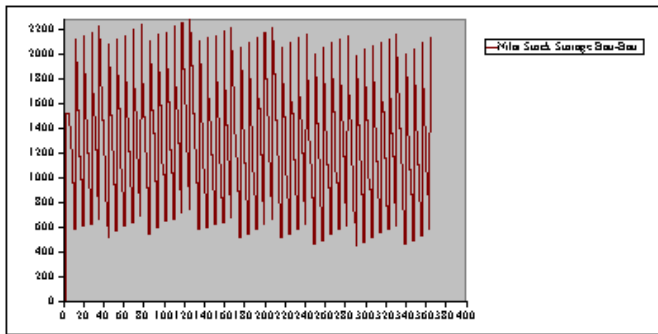
Ukuran Kapal	Ukuran Investasi Tangki Pada Receiving Terminal (m3)		
	Bombana	Bau-Bau	Wangi-Wangi
6000	5000	2300	550
10000	8000	3500	850
12000	9000	4000	1000
20000	14000	6500	1500

Dalam tabel 4.27 dan 4.28 diatas adalah hasil dari simulasi rantai pasok skenario 1 LNG untuk region 2 pada Arena. Pada hasil simulasi ini akan dijadikan pertimbangan dalam pemilihan tipe kapal yang akan digunakan untuk region 2 ini.

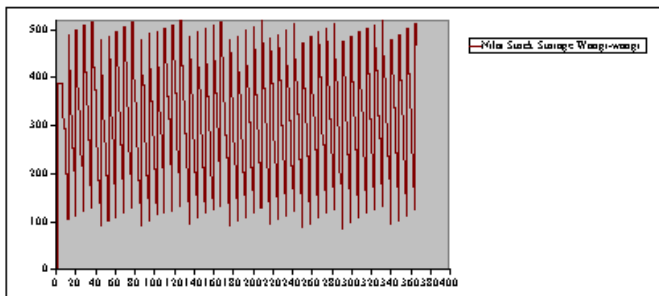
Berikut grafik 4.9, 4.10 dan 4.11 dibawah adalah grafik *stock storage* pada *receiving terminal* di region 2 selama satu tahun simulasi dengan menggunakan 1 kapal 6000 m<sup>3</sup>. Dari grafik juga dapat dilihat untuk intensitas kedatangan dari kapal untuk mensuplai kebutuhan LNG pada region 2.



Grafik 4. 9 Grafik stock storage Bombana dengan simulasi 1 kapal ukuran 6000 m<sup>3</sup>

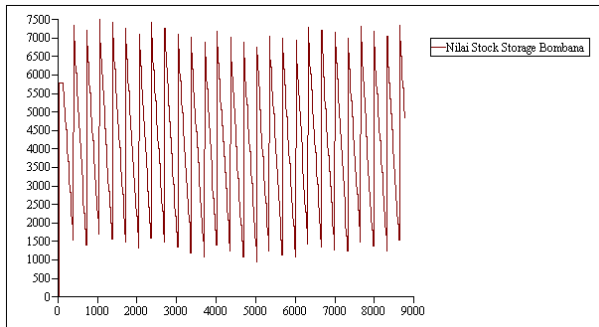


Grafik 4. 10 Grafik stock storage Bau-Bau dengan simulasi 1 kapal ukuran 6000 m<sup>3</sup>

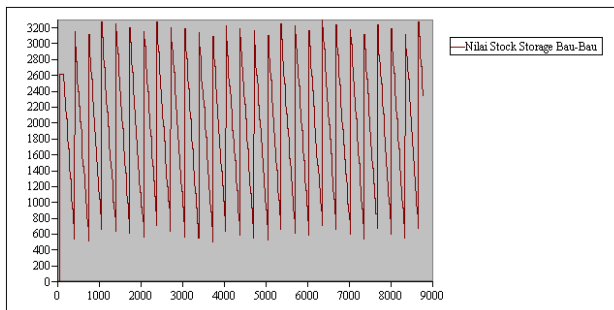


Grafik 4. 11 Grafik stock storage Wangi-Wangi dengan simulasi 1 kapal ukuran 6000 m<sup>3</sup>

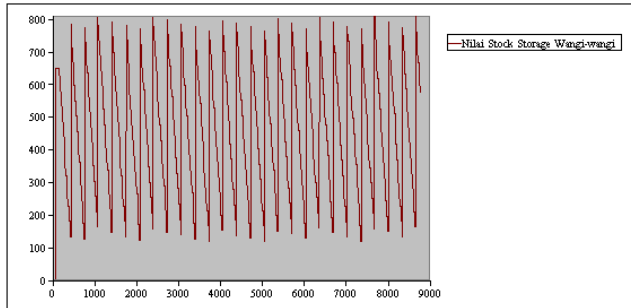
Berikut grafik 4.12, 4.13 dan 4.14 dibawah adalah grafik *stock storage* pada *receiving terminal* di region 2 selama satu tahun simulasi dengan menggunakan 1 kapal 10.000 m<sup>3</sup>. Dari grafik juga dapat dilihat untuk intensitas kedatangan dari kapal untuk mensuplai kebutuhan LNG pada region 2.



Grafik 4. 12 Grafik stock storage Bombana dengan simulasi 1 kapal ukuran 10.000 m3.

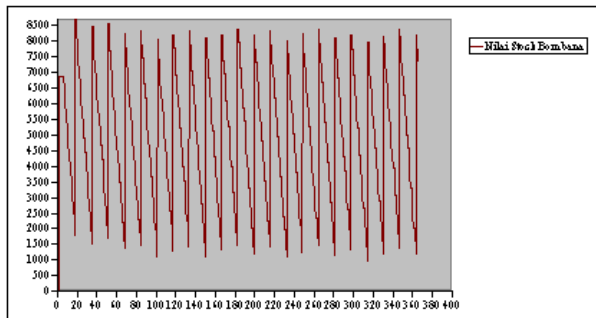


Grafik 4. 13 Grafik stock storage Bau-Bau dengan simulasi 1 kapal ukuran 10.000 m3

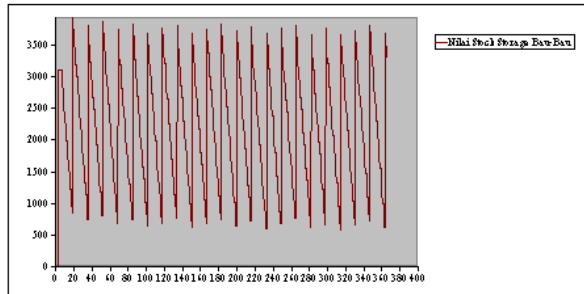


Grafik 4. 14 Grafik stock storage Wangi-Wangi dengan simulasi 1 kapal ukuran 10.000 m<sup>3</sup>

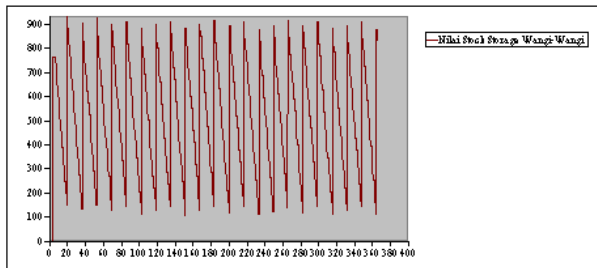
Berikut grafik 4.15, 4.16 dan 4.17 dibawah adalah grafik *stock storage* pada *receiving terminal* di region 2 selama satu tahun simulasi dengan menggunakan 1 kapal 12.000 m<sup>3</sup>. Dari grafik juga dapat dilihat untuk intensitas kedatangan dari kapal untuk mensuplai kebutuhan LNG pada region 2.



Grafik 4. 15 Grafik stock storage Bombana dengan simulasi 1 kapal ukuran 12.000 m<sup>3</sup>.

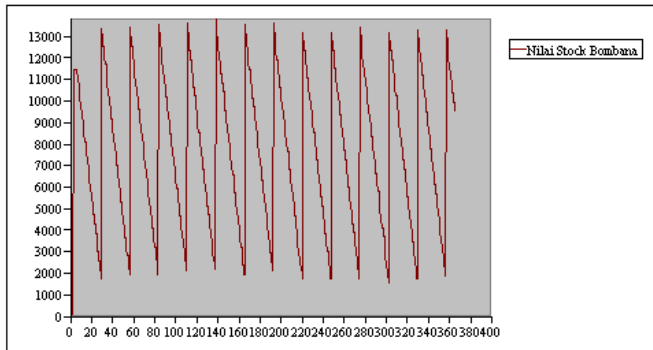


Grafik 4. 16 Grafik stock storage Bau-Bau dengan simulasi 1 kapal ukuran 12.000 m<sup>3</sup>

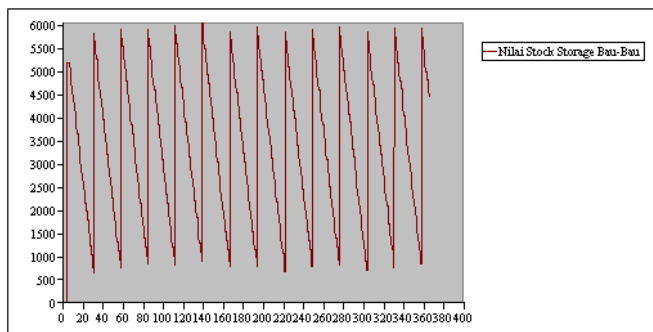


Grafik 4. 17 Grafik stock storage Wangi-Wangi dengan simulasi 1 kapal ukuran 12.000 m<sup>3</sup>

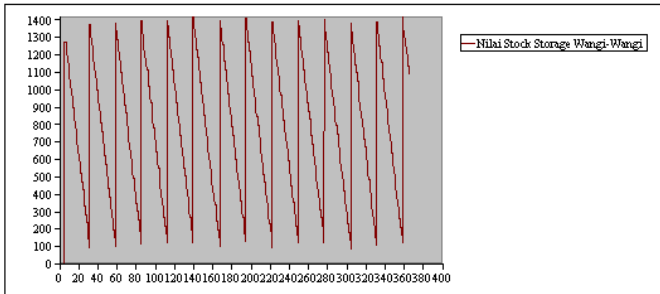
Berikut grafik 4.18, 4.19 dan 4.20 dibawah adalah grafik *stock storage* pada *receiving terminal* di region 2 selama satu tahun simulasi dengan menggunakan 1 kapal 20.000 m<sup>3</sup>. Dari grafik juga dapat dilihat untuk intensitas kedatangan dari kapal untuk mensuplai kebutuhan LNG pada region 2.



Grafik 4. 18 Grafik stock storage Bombana dengan simulasi 1 kapal ukuran 20.000 m<sup>3</sup>.



Grafik 4. 19 Grafik stock storage Bau-Bau dengan simulasi 1 kapal ukuran 20.000 m<sup>3</sup>



Grafik 4. 20 Grafik stock storage Wangi-Wangi dengan simulasi 1 kapal ukuran 20.000 m<sup>3</sup>.

Tabel 4. 29 Tabel rangkuman biaya operasional pada region 2

6000	Total Operational/year	\$ 1,634,925.40
	Charter cost/year	\$ 9,125,000.00
	Total	\$ 10,759,925.40
10000	Total Operational/year	\$ 1,493,877.82
	Charter cost/year	\$ 10,950,000.00
	Total	\$ 12,443,877.82
12000	Total Operational/year	\$ 1,592,983.30
	Charter cost/year	\$ 12,775,000.00
	Total	\$ 14,367,983.30
20000	Total Operational/year	\$ 1,855,370.14
	Charter Cost/year	\$ 18,250,000.00
	Total	\$ 20,105,370.14



Data region 3 :

- a. Jumlah dan kapasitas kapal yang dimodelkan ( 4 kapal).
- b. Alokasi *daily take menuju demand* ( $m^3$ ).

Tabel 4. 30. Kebutuhan demand region 3/hari.( $m^3$ )

Gorontalo Peaker	235.4345
Mobile PP Sulbagut	612.1297
Minahasa Peaker	
Tahuna	94.1738

- c. Waktu bongkar muat (kapasitas pompa 640  $m^3$ /jam).
- d. Kapasitas Kapal ( 6000, 10.000, 12.000, 20.000  $m^3$ ).
- e. Kecepatan Kapal 15, 16, 13.9 knot.
- f. Jarak tempuh ke tiap *receiving terminal* ( 1 kali jalan dalam NM).

Tabel 4. 31. Jarak Tempuh Untuk Region 3 Dari Tiap Terminal Penerimaan (NM).

Gorontalo Peaker	534.02044
Mobile PP Sulbagut	179.80668
Minahasa Peaker	
Tahuna	134.99

Tabel 4. 32. Hasil Simulasi Untuk Region 3.

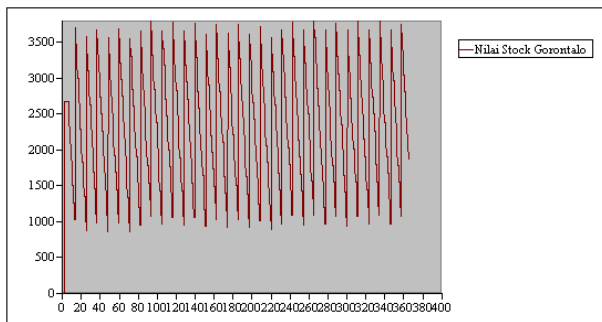
Ukuran Kapal ( $m^3$ )	Jumlah Kapal	Lama Simulasi (Tahun)	Total Jarak (NM)	Total Waktu (Jam)	Total Jumlah Kedatangan Kapal /Tahun
6000	2	1	1700	129	32
10000	1	1	1700	132	38
12000	1	1	1700	125	32
20000	1	1	1700	154	19

Tabel 4. 33. Hasil Simulasi Dengan Arena Untuk Kapasitas *Storage* di Region 3.

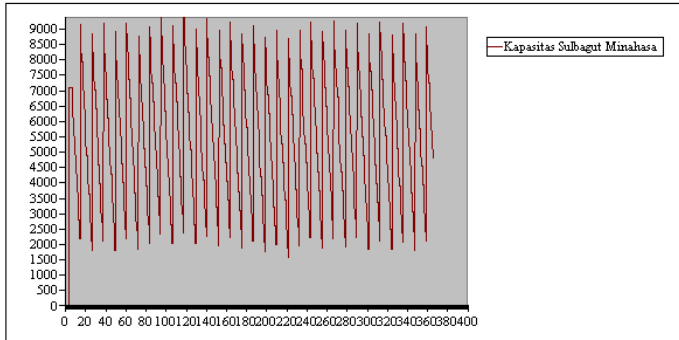
Ukuran Kapal	Ukuran Investasi Tangki Pada Receiving Terminal (m3)		
	Gorontalo	Sulbagut Mina	Tahuna
6000	4000	9500	1400
10000	3500	8000	1300
12000	4000	9500	1400
20000	6000	14500	2000

Dalam tabel 4.32 dan 4.33 diatas adalah hasil dari simulasi rantai pasok skenario 1 LNG untuk region 3 pada Arena. Pada hasil simulasi ini akan dijadikan pertimbangan dalam pemilihan tipe kapal yang akan digunakan untuk region 3 ini.

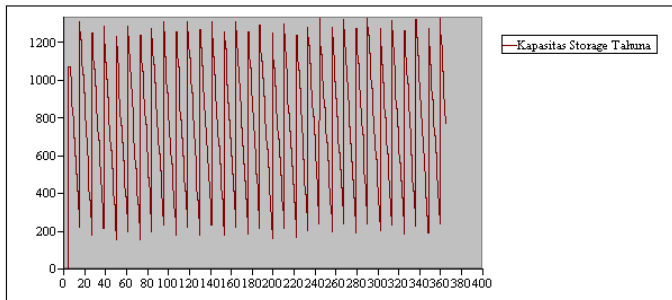
Berikut grafik 4.21, 4.22, dan 4.23 dibawah adalah grafik *stock storage* pada *receiving terminal* di region 3 selama satu tahun simulasi dengan menggunakan 2 kapal 6.000 m<sup>3</sup>. Dari grafik juga dapat dilihat untuk intensitas kedatangan dari kapal untuk mensuplai kebutuhan LNG pada region 3.



Grafik 4. 21. Grafik *stock storage* Gorontalo dengan simulasi 2 kapal ukuran 6000 m<sup>3</sup>.

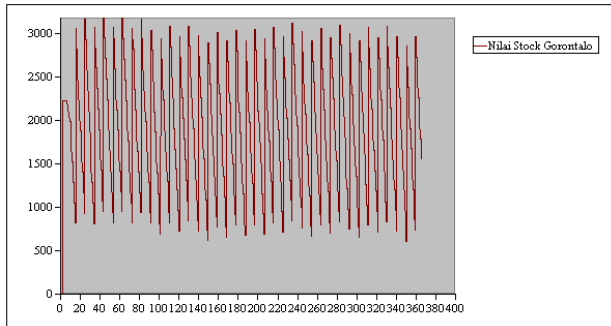


Grafik 4. 22. Grafik *stock storage* Sulbagut Minahasa dengan simulasi 2 kapal ukuran 6000 m<sup>3</sup>.

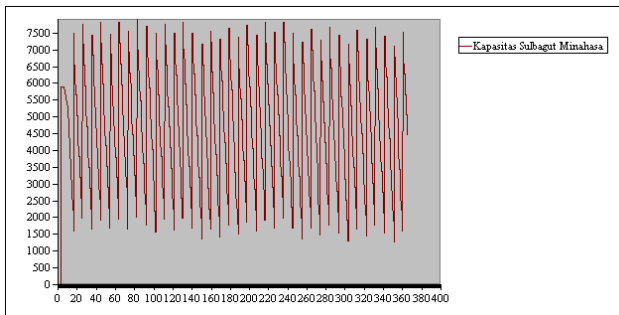


Grafik 4. 23. Grafik *stock storage* Tahuna dengan simulasi 2 kapal ukuran 6000 m<sup>3</sup>.

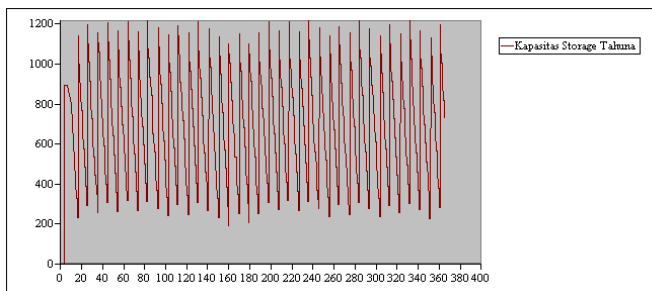
Berikut grafik 4.24, 4.25, dan 4.26 dibawah adalah grafik *stock storage* pada *receiving terminal* di region 3 selama satu tahun simulasi dengan menggunakan 1 kapal 10000 m<sup>3</sup>. Dari grafik juga dapat dilihat untuk intensitas kedatangan dari kapal untuk mensuplai kebutuhan LNG pada region 3.



Grafik 4. 24. Grafik *stock storage* Gorontalo dengan simulasi 1 kapal ukuran 10000 m<sup>3</sup>.

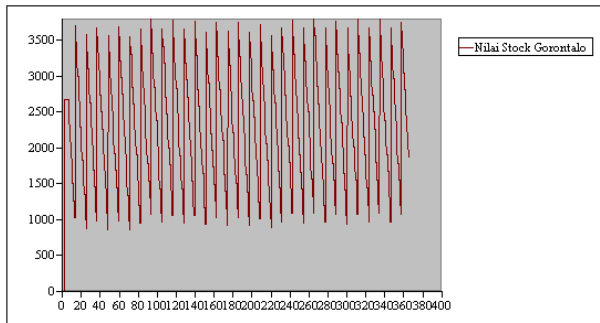


Grafik 4. 25. Grafik *stock storage* Sulbagut Minahasa dengan simulasi 1 kapal ukuran 10000 m<sup>3</sup>.

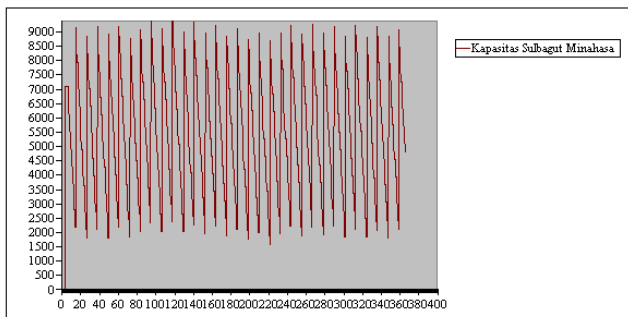


Grafik 4. 26. Grafik *stock storage* Tahuna dengan simulasi 1 kapal ukuran 10000 m<sup>3</sup>.

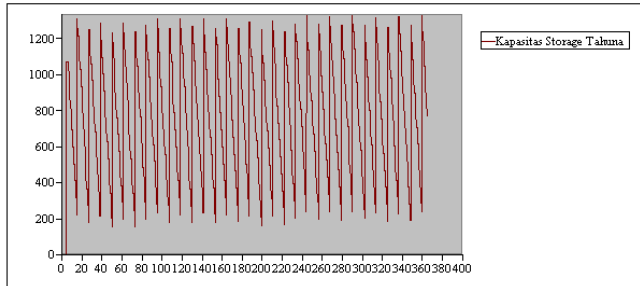
Berikut grafik 4.27, 4.28, dan 4.29 dibawah adalah grafik *stock storage* pada *receiving terminal* di region 3 selama satu tahun simulasi dengan menggunakan 1 kapal 12000 m<sup>3</sup>. Dari grafik juga dapat dilihat untuk intensitas kedatangan dari kapal untuk mensuplai kebutuhan LNG pada region 3.



Grafik 4. 27. Grafik *stock storage* Gorontalo dengan simulasi 1 kapal ukuran 12000 m<sup>3</sup>.

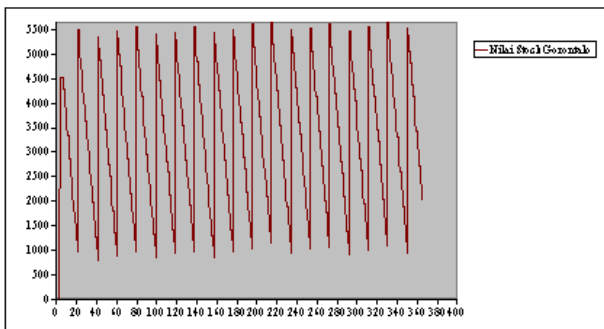


Grafik 4. 28. Grafik *stock storage* Sulbagut Minahasa dengan simulasi 1 kapal ukuran 12000 m<sup>3</sup>.

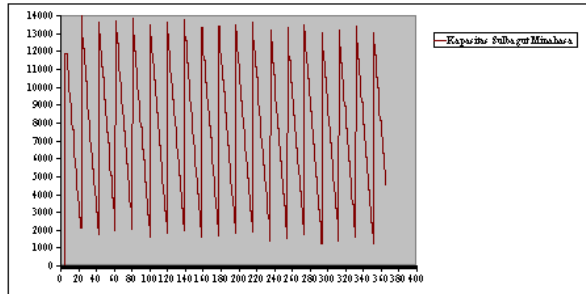


Grafik 4. 29. Grafik *stock storage* Tahuna dengan simulasi 1 kapal ukuran 12000 m<sup>3</sup>.

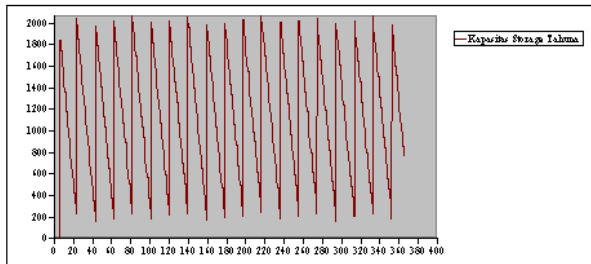
Berikut grafik 4.30, 4.31, dan 4.32 dibawah adalah grafik *stock storage* pada *receiving terminal* di region 3 selama satu tahun simulasi dengan menggunakan 1 kapal 20000 m<sup>3</sup>. Dari grafik juga dapat dilihat untuk intensitas kedatangan dari kapal untuk mensuplai kebutuhan LNG pada region 3.



Grafik 4. 30. Grafik *stock storage* Gorontalo dengan simulasi 1 kapal ukuran 20000 m<sup>3</sup>.



Grafik 4. 31. Grafik *stock storage* Sulbagut Minahasa dengan simulasi 1 kapal ukuran 20000 m<sup>3</sup>.



Grafik 4. 32. Grafik *stock storage* Tahunan dengan simulasi 1 kapal ukuran 20000 m<sup>3</sup>.

Dari simulasi diatas maka didapatkan waktu satu kali perjalanan dan berapa nilai ukuran tangki yang harus dibangun pada tiap ukuran kapal yang akan dipakai. Pada simulasi juga dimasukan nilai biaya operasional untuk masing-masing kapal. Berikut dibawah pada tabel 4.32 dapat dilihat untuk rangkuman biaya operasional tiap tahunnya.

Tabel 4. 34 Tabel rangkuman biaya operasional pada region 3.

2x6000	Total Operational/year	\$	3,269,915.90
	Charter cost/year	\$	17,800,000.00
	Total	\$	21,069,915.90
10000	Total Operational/year	\$	2,950,061.44
	Charter cost/year	\$	10,680,000.00
	Total	\$	13,630,061.44
12000	Total Operational/year	\$	2,642,066.90
	Charter cost/year	\$	12,460,000.00
	Total	\$	15,102,066.90
20000	Total Operational/year	\$	5,140,749.15
	Charter Cost/year	\$	18,250,000.00
	Total	\$	23,390,749.15

Data region 4 :

- Jumlah dan kapasitas kapal yang dimodelkan ( 4 kapal).
- Alokasi *daily take menuju demand* ( $m^3$ ).

Tabel 4. 35 Kebutuhan LNG Region 4/ hari

Lokasi Terminal	Kebutuhan/ hari ( $m^3$ )
Balikpapan	424
Tj.Selor	142
Nunukan	95



- c. Waktu bongkar muat (kapasitas pompa 640 m<sup>3</sup>/jam).
- d. Kapasitas Kapal (6000, 10.000, 12.000, 20.000 m<sup>3</sup>).
- e. Kecepatan Kapal 15, 16, 13.9 knot.
- f. Jarak tempuh ke tiap *receiving terminal* (1 kali jalan dalam NM).

Tabel 4. 36 Jarak Tempuh Untuk Region 4 Dari Tiap Terminal Penerimaan.

Lokasi Terminal	Jarak (NM)
Balikipapan	533
Tj.Selor	278
Nunukan	66

Tabel 4. 37 Hasil Simulasi Untuk Region 4

Ukuran Kapal (m <sup>3</sup> )	Jumlah Kapal	Lama Simulasi (Tahun)	Total Jarak (NM)	Total Waktu (Jam)	Total Jumlah Kedatangan Kapal
6000	1	1	1269	110	40
10000	1	1	1269	118	25
12000	1	1	1269	113	20
20000	1	1	1269	151	13

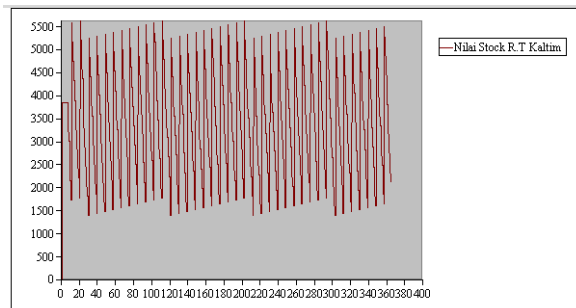
Tabel 4. 38 Hasil Simulasi Dengan Arena Untuk Kapasitas *Storage* di Region 4.

Ukuran Kapal	Ukuran Investasi Tangki Pada Receiving Terminal (m <sup>3</sup> )		
	KALTIM	Malinau, Tj Selor	Nunukan
6000	5600	1750	1100
10000	8000	2500	1600
12000	9200	2900	1900
20000	14000	4500	3500

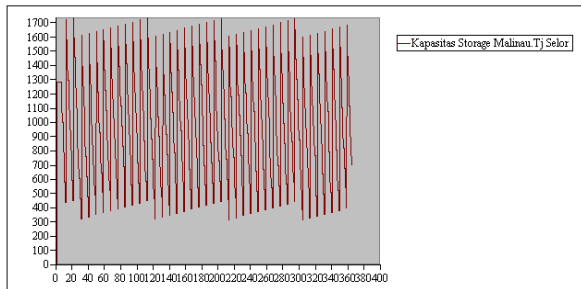
Dalam tabel 4.37 dan 4.38 diatas adalah hasil dari simulasi rantai pasok skenario 1 LNG untuk region 4 pada

Arena. Pada hasil simulasi ini akan dijadikan pertimbangan dalam pemilihan tipe kapal yang akan digunakan untuk region 4 ini.

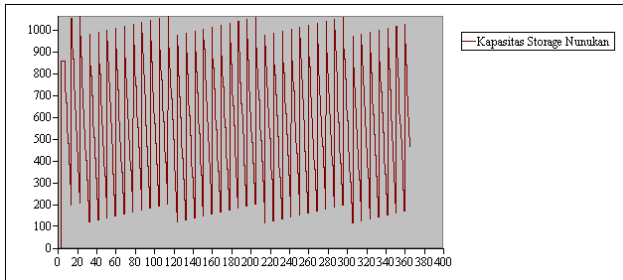
Berikut grafik 4.33, 4.34, dan 4.35 dibawah adalah grafik *stock storage* pada *receiving terminal* di region 4 selama satu tahun simulasi dengan menggunakan 1 kapal 6.000 m<sup>3</sup>. Dari grafik juga dapat dilihat untuk intensitas kedatangan dari kapal untuk mensuplai kebutuhan LNG pada region 4.



Grafik 4. 33. Grafik *stock storage* Kaltim (Balikpapan) dengan simulasi 1 kapal ukuran 6000 m<sup>3</sup>.

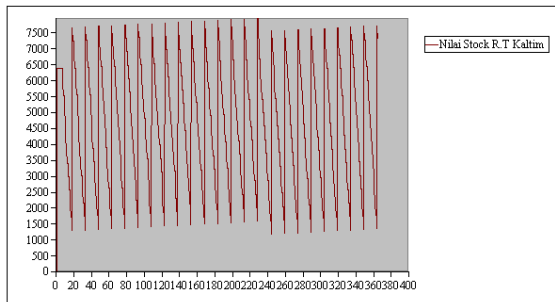


Grafik 4. 34 Grafik *stock storage* Tanjung Selor dengan simulasi 1 kapal ukuran 6000 m<sup>3</sup>.

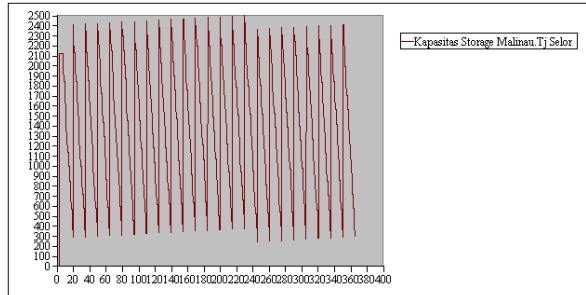


Grafik 4. 35 Grafik *stock storage* Nunukan dengan simulasi 1 kapal ukuran 6000 m<sup>3</sup>.

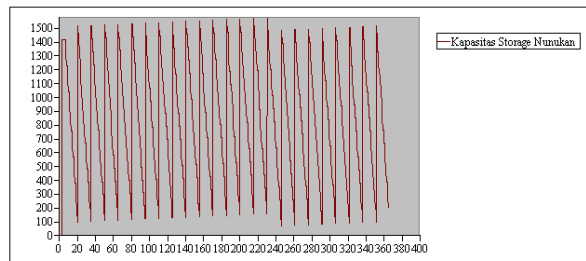
Berikut grafik 4.36, 4.37, dan 4.38 dibawah adalah grafik *stock storage* pada *receiving terminal* di region 4 selama satu tahun simulasi dengan menggunakan 1 kapal 10.000 m<sup>3</sup>. Dari grafik juga dapat dilihat untuk intensitas kedatangan dari kapal untuk mensuplai kebutuhan LNG pada region 4.



Grafik 4. 36. Grafik *stock storage* Kaltim (Balikpapan) dengan simulasi 1 kapal ukuran 10.000 m<sup>3</sup>.

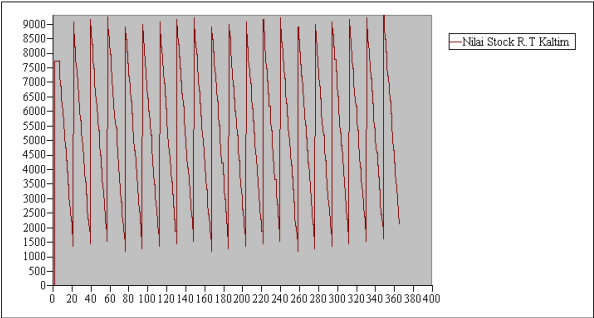


Grafik 4. 37 Grafik *stock storage* Tanjung Selor dengan simulasi 1 kapal ukuran 10.000 m<sup>3</sup>.

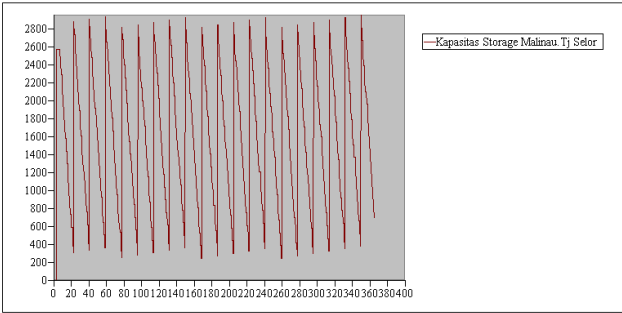


Grafik 4. 38 Grafik *stock storage* Nunukan dengan simulasi 1 kapal ukuran 10.000 m<sup>3</sup>.

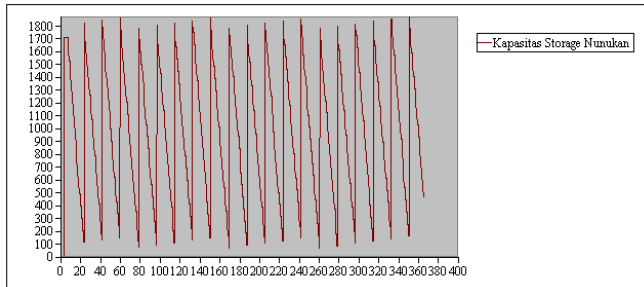
Berikut grafik 4.39, 4.40, dan 4.41 dibawah adalah grafik *stock storage* pada *receiving terminal* di region 4 selama satu tahun simulasi dengan menggunakan 1 kapal 12.000 m<sup>3</sup>. Dari grafik juga dapat dilihat untuk intensitas kedatangan dari kapal untuk mensuplai kebutuhan LNG pada region 4.



Grafik 4. 39 Grafik *stock storage* Kaltim (Balikpapan) dengan simulasi 1 kapal ukuran 12.000 m<sup>3</sup>

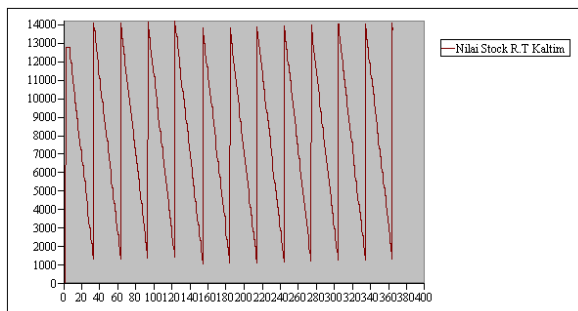


Grafik 4. 40 Grafik *stock storage* Tanjung Selor dengan simulasi 1 kapal ukuran 12.000 m<sup>3</sup>

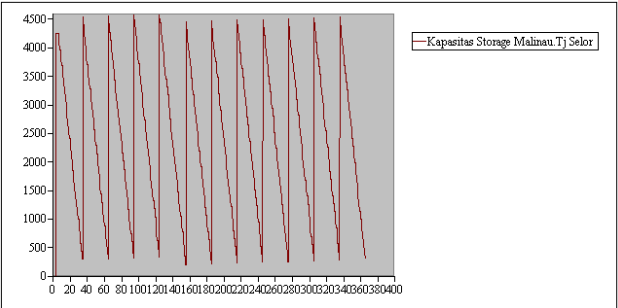


Grafik 4. 41 Grafik *stock storage* Nunukan dengan simulasi 1 kapal ukuran 12.000 m<sup>3</sup>.

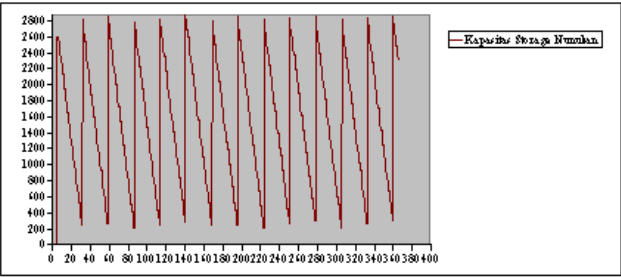
Berikut grafik 4.42, 4.43, dan 4.44 dibawah adalah grafik *stock storage* pada *receiving terminal* di region 4 selama satu tahun simulasi dengan menggunakan 1 kapal 20.000 m<sup>3</sup>. Dari grafik juga dapat dilihat untuk intensitas kedatangan dari kapal untuk mensuplai kebutuhan LNG pada region 4.



Grafik 4. 42 Grafik *stock storage* Kaltim (Balikpapan) dengan simulasi 1 kapal ukuran 20.000 m<sup>3</sup>



Grafik 4. 43 Grafik *stock storage* Tanjung Selor dengan simulasi 1 kapal ukuran 20.000 m<sup>3</sup>.



Grafik 4. 44 Grafik *stock storage* Nunukan dengan simulasi 1 kapal ukuran 20.000 m<sup>3</sup>

Tabel 4. 39 Tabel rangkuman biaya operasional pada region 4

6000	Total Operational/year	\$ 2,642,204.69
	Charter cost/year	\$ 9,125,000.00
	Total	\$ 11,767,204.69
10000	Total Operational/year	\$ 2,324,594.19
	Charter cost/year	\$ 10,950,000.00
	Total	\$ 13,274,594.19
12000	Total Operational/year	\$ 2,320,963.91
	Charter cost/year	\$ 12,775,000.00
	Total	\$ 15,095,963.91
20000	Total Operational/year	\$ 2,618,594.62
	Charter Cost/year	\$ 18,250,000.00
	Total	\$ 20,868,594.62

Data region 5 :

- c. Jumlah dan kapasitas kapal yang dimodelkan ( 4 kapal).
- d. Alokasi *daily take menuju demand* ( $m^3$ ).

Tabel 4. 40 Kebutuhan LNG Region 5/ hari

Lokasi Terminal	Kebutuhan/ hari ( $m^3$ )
Kalimantan Selatan	1600



- c. Waktu bongkar muat (kapasitas pompa 640 m<sup>3</sup>/jam).
- d. Kapasitas Kapal ( 6000, 10.000, 12.000, 20.000 m<sup>3</sup>).
- e. Kecepatan Kapal 15, 16, 13.9 knot.
- f. Jarak tempuh ke FSU ( 1 kali jalan dalam NM).

Tabel 4. 41 Jarak Tempuh Untuk Region 5 Dari FSU

Lokasi Terminal	Jarak (NM)
Kalimantan Selatan	323

Tabel 4. 42 Hasil Simulasi Untuk Region 5

Ukuran Kapal (m <sup>3</sup> )	Jumlah Kapal	Lama Simulasi (Tahun)	Total Jarak (NM)	Total Waktu (Jam)	Total Jumlah Kedatangan Kapal
6000	1	1	646	95	56
10000	1	1	646	80	67
12000	1	1	646	85	56
20000	1	1	646	154	34

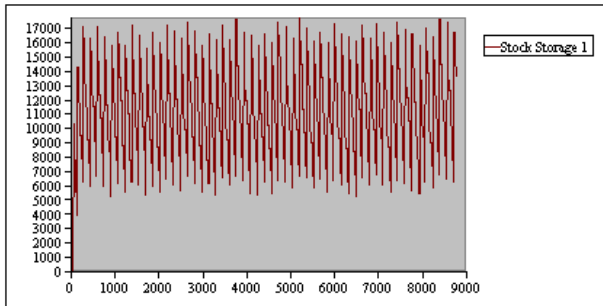
Tabel 4. 43 Hasil Simulasi Dengan Arena Untuk Kapasitas *Storage* di Region 5.

Ukuran Kapal (m <sup>3</sup> )	Ukuran Investasi Tangki Pada Receiving Terminal (m <sup>3</sup> )
	Kalimantan Selatan
6000	17000
10000	15000
12000	17000
20000	21000

Dalam tabel 4.42 dan 4.43 diatas adalah hasil dari simulasi rantai pasok skenario 1 LNG untuk region 5 pada Arena. Pada hasil simulasi ini akan dijadikan pertimbangan dalam pemilihan tipe kapal yang akan digunakan untuk region 5 ini.

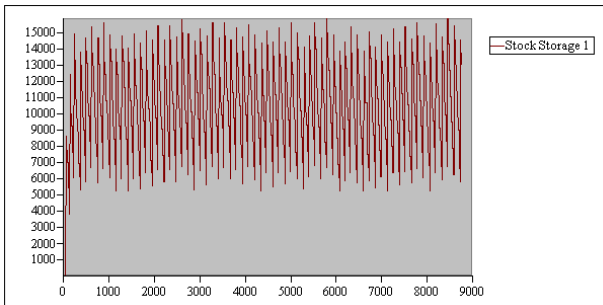
Berikut grafik 4.45 dibawah adalah grafik *stock storage* pada *receiving terminal* di region 5 selama satu tahun simulasi

dengan menggunakan 2 kapal 6.000 m<sup>3</sup>. Dari grafik juga dapat dilihat untuk intensitas kedatangan dari kapal untuk mensuplai kebutuhan LNG pada region 5.



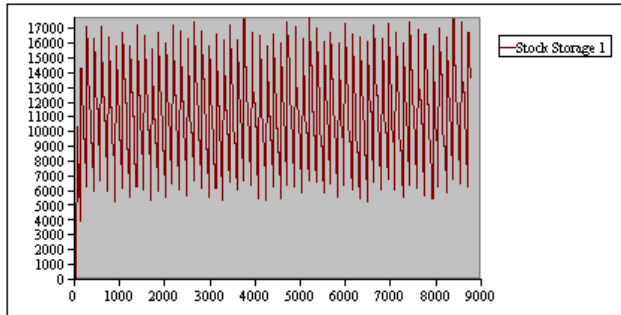
Grafik 4. 45 Grafik *stock storage* Kalimantan Selatan dengan simulasi 2 kapal ukuran 6.000 m<sup>3</sup>.

Berikut grafik 4.46 dibawah adalah grafik *stock storage* pada *receiving terminal* di region 5 selama satu tahun simulasi dengan menggunakan 1 kapal 10.000 m<sup>3</sup>. Dari grafik juga dapat dilihat untuk intensitas kedatangan dari kapal untuk mensuplai kebutuhan LNG pada region 5.



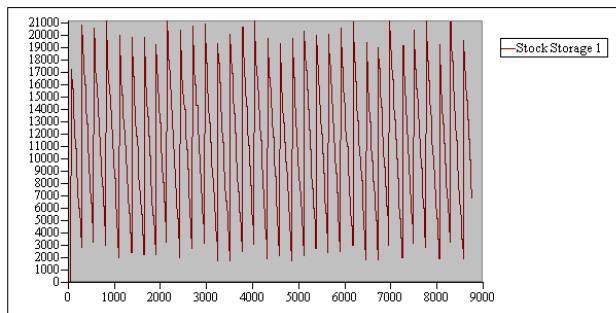
Grafik 4. 46 Grafik *stock storage* Kalimantan Selatan dengan simulasi 1 kapal ukuran 10.000 m<sup>3</sup>.

Berikut grafik 4.47 dibawah adalah grafik *stock storage* pada *receiving terminal* di region 5 selama satu tahun simulasi dengan menggunakan 1 kapal 12.000 m<sup>3</sup>. Dari grafik juga dapat dilihat untuk intensitas kedatangan dari kapal untuk mensuplai kebutuhan LNG pada region 5.



Grafik 4. 47 Grafik *stock storage* Kalimantan Selatan dengan simulasi 1 kapal ukuran 12.000 m<sup>3</sup>.

Berikut grafik 4.47 dibawah adalah grafik *stock storage* pada *receiving terminal* di region 5 selama satu tahun simulasi dengan menggunakan 1 kapal 20.000 m<sup>3</sup>. Dari grafik juga dapat dilihat untuk intensitas kedatangan dari kapal untuk mensuplai kebutuhan LNG pada region 5.



Grafik 4. 48 Grafik *stock storage* Kalimantan Selatan dengan simulasi 1 kapal ukuran 20.000 m<sup>3</sup>.

Tabel 4. 44 Tabel rangkuman biaya operasional pada region 5

6000	Total Operational/year	\$	3,951,862.79
	Charter cost/year	\$	18,250,000.00
	Total	\$	22,201,862.79
10000	Total Operational/year	\$	3,565,759.51
	Charter cost/year	\$	10,950,000.00
	Total	\$	14,515,759.51
12000	Total Operational/year	\$	3,222,661.52
	Charter cost/year	\$	12,775,000.00
	Total	\$	15,997,661.52
20000	Total Operational/year	\$	2,543,102.29
	Charter Cost/year	\$	18,250,000.00
	Total	\$	20,793,102.29

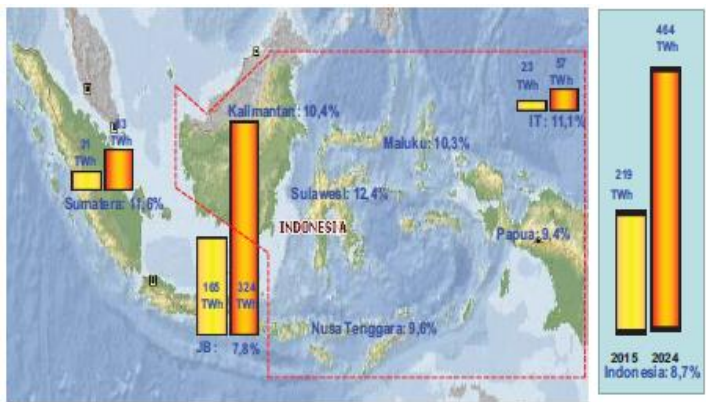
#### 4.8.2 Simulasi Kenaikan *Demand*.

Berdasarkan data yang didapatkan dari RUPTL untuk proyeksi prakiraan kebutuhan listrik tahun 2015-2024 untuk wilayah Indonesia Bagian Tengah diperkirakan akan meningkat rata-rata 8,7 % per tahun. Untuk itu perlu adanya pertimbangan komponen investasi yang dipilih seperti ukuran kapal, ukuran tangki penyimpanan, dll. Untuk tabel prakiraan kebutuhan listrik, angka pertumbuhan dan rasio elektrifikasi dapat dilihat pada tabel 4.43 dibawah ini.

Tabel 4. 45 Prakiraan kebutuhan listrik, angka pertumbuhan dan rasio elektrifikasi.

URAIAN	Satuan	2014*	2015	2016	2018	2020	2022	2024
1. Energi Demand	Twh							
- Indonesia		201,5	219,1	238,8	282,9	332,3	392,3	464,2
- Jawa Bali		153,6	165,4	178,3	207,1	239,5	278,6	324,4
- Indonesia Timur		20,0	22,6	25,8	33,1	40,0	47,8	57,1
- Sumatera		27,9	31,2	34,7	42,7	52,8	65,9	82,8
2. Pertumbuhan	%							
- Indonesia		8,6	8,7	9,0	8,9	8,4	8,7	8,8
- Jawa Bali		8,2	7,6	7,8	7,6	7,5	7,9	7,8
- Indonesia Timur		12,2	12,9	14,5	14,2	9,9	9,2	9,2
- Sumatera		8,5	11,7	11,1	11,1	11,2	11,8	12,2
3. Rasio Elektrifikasi	%							
- Indonesia		84,4	87,7	91,3	95,7	98,4	99,1	99,4
- Jawa Bali		86,8	90,5	94,6	98,4	99,8	99,9	99,9
- Indonesia Timur		76,1	79,2	82,1	87,9	92,9	95,8	97,5
- Sumatera		84,8	87,2	89,8	95,0	99,2	99,9	99,9

Sumber : RUPTL

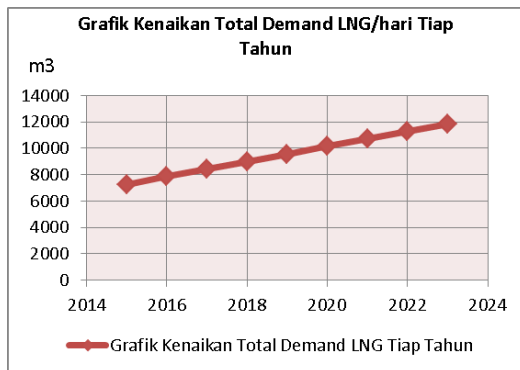


Sumber : RUPTL

Gambar 4. 26 Proyeksi penjualan tenaga listrik PLN tahun 2015-2024.

Tabel 4. 46 Rata-rata kenaikan *demand* setiap tahunnya.

Nama PP	Kenaikan demand/tahun (m3)
Sulsel Peaker	
Mobile PP Sulsel 1	234.8694572
Mobile PP Sulsel 2	
Makassar Peaker	
Selayar	8.0989468
Mobile PP Kolaka Utara	36.4452606
Mobile PP Kendari	
Mobile PP Bombana	
Bau-Bau	16.1978936
Mobile PP Wangi-Wangi	4.0494734
Gorontalo Peaker	20.247367
Mobile PP Sulbagut	52.6431542
Minahasa Peaker	
Tahuna	8.0989468
Nunukan	8.0989468
Malinau	12.1484202
Tanjung Selor	
Kaltim Peaker 2	36.4452606
Mobile PP Kaltim	
Kalsel Peaker 2	137.6820956
Mobile PP Kalselteng 1	
Mobile PP Kalselteng 2	

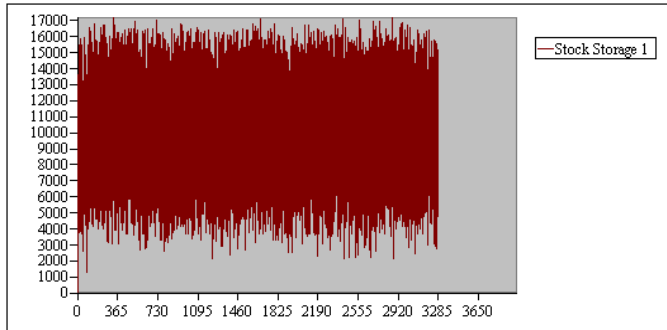


Grafik 4. 49 Grafik kenaikan total *demand* LNG/hari sampai tahun 2024.

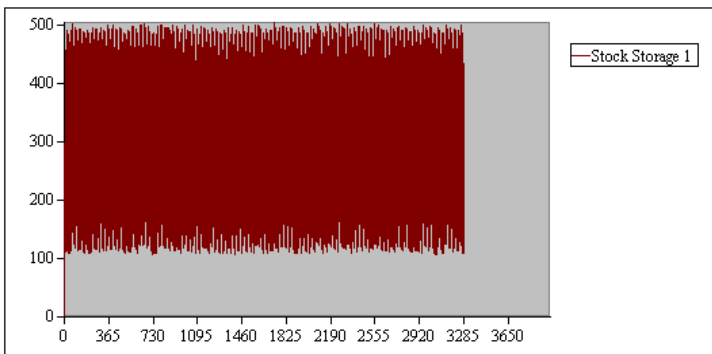
Hasil simulasi peningkatan permintaan listrik yang mempengaruhi komponen investasi menunjukkan bahwa masing-masing region memiliki minimal ukuran kapal yang dapat mensuplai LNG ke masing-masing region.

#### Region 1 :

Pada region 1, ukuran kapal 6000 m<sup>3</sup> hanya dapat mensuplai hingga kenaikan tahun pertama saja. Untuk kapal ukuran 10.000 m<sup>3</sup> sudah dapat mensuplai hingga kenaikan *demand* tahun ke-9 (2024). Sehingga sudah dipastikan untuk ukuran kapal yang lebih besar juga dapat memenuhi peningkatan kebutuhan LNG. Namun ada peningkatan dari simulasi skenario 1 untuk ukuran tangki penyimpanan yang ada pada terminal penerima ketika memakai kapal ukuran 10.000 m<sup>3</sup> untuk mensuplai kebutuhan LNG. Pada simulasi skenario 1 didapatkan ketika memakai kapal berukuran 10.000 m<sup>3</sup> ukuran investasi tangki yang didapat adalah 15.000 m<sup>3</sup> untuk terminal penerimaan Makassar menjadi 17.000 m<sup>3</sup>. Namun untuk terminal penerimaan Selayar tidak mengalami perubahan ukuran tangki penyimpanan dari skenario 1. Untuk hasil simulasi dapat dilihat pada grafik 4.49 dan 4.50.



Grafik 4. 50 Grafik simulasi kenaikan *demand* pada terminal penerima Makassar selama 9 tahun dengan menggunakan kapal ukuran 10.000 m<sup>3</sup>.



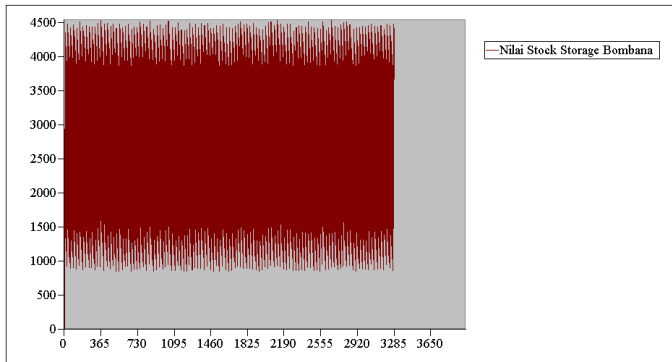
Grafik 4. 51 Grafik simulasi kenaikan *demand* pada terminal penerima Selayar selama 9 tahun dengan menggunakan kapal ukuran 10.000 m<sup>3</sup>.

## Region 2 :

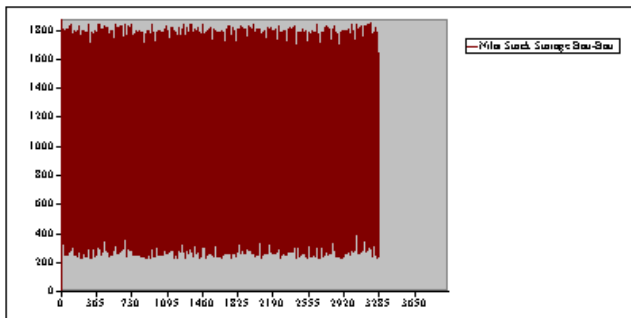
Pada region 2, ukuran kapal 6.000 m<sup>3</sup> sudah dapat mensuplai untuk peningkatan *demand* hingga tahun ke-9 (2024). Sehingga sudah dipastikan untuk ukuran kapal yang lebih besar juga dapat memenuhi peningkatan kebutuhan



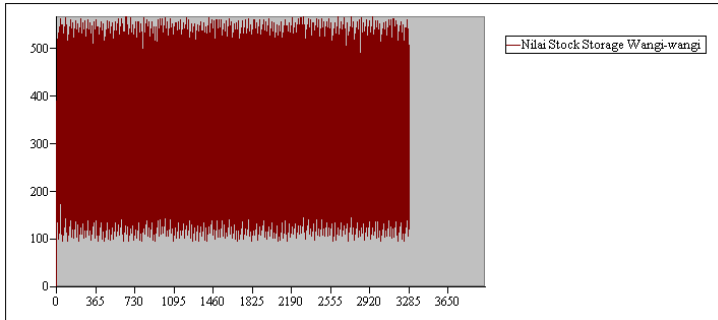
LNG. Tidak ada peningkatan dari simulasi skenario 1 untuk ukuran tangki penyimpanan yang ada pada terminal penerima pada region 2 ketika memakai kapal ukuran 6.000 m<sup>3</sup> untuk mensuplai kebutuhan LNG. Untuk hasil simulasi dapat dilihat pada grafik 4.51, 4.52 dan 4.53.



Grafik 4. 52 Grafik simulasi kenaikan *demand* pada terminal penerima Bombana selama 9 tahun dengan menggunakan kapal ukuran 6.000 m<sup>3</sup>.



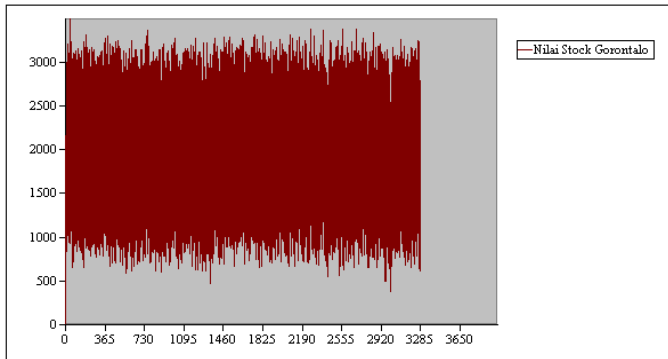
Grafik 4. 53 Grafik simulasi kenaikan *demand* pada terminal penerima Bau-Bau selama 9 tahun dengan menggunakan kapal ukuran 6.000 m<sup>3</sup>.



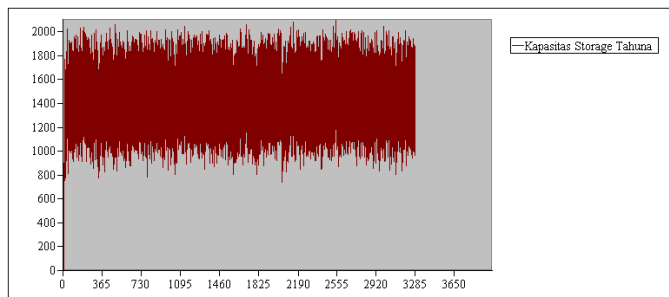
Grafik 4. 54 Grafik simulasi kenaikan *demand* pada terminal penerima Wang-Wangi selama 9 tahun dengan menggunakan kapal ukuran 6.000 m<sup>3</sup>.

#### Region 3 :

Pada region 3, 1 kapal ukuran 6.000 m<sup>3</sup> belum bisa memenuhi kebutuhan LNG pada region 3. Untuk ukuran kapal 10.000 m<sup>3</sup> sudah dapat mensuplai untuk peningkatan *demand* hingga tahun ke-9 (2024). Sehingga sudah dipastikan untuk ukuran kapal yang lebih besar juga dapat memenuhi peningkatan kebutuhan LNG. Tidak ada peningkatan dari simulasi skenario 1 untuk ukuran tangki penyimpanan yang ada pada terminal penerima pada region 3 ketika memakai kapal ukuran 10.000 m<sup>3</sup> untuk mensuplai kebutuhan LNG. Untuk hasil simulasi dapat dilihat pada grafik 4.54 dan 4.55.



Grafik 4. 55 Grafik simulasi kenaikan *demand* pada terminal penerima Gorontalo selama 9 tahun dengan menggunakan kapal ukuran 10.000 m<sup>3</sup>.

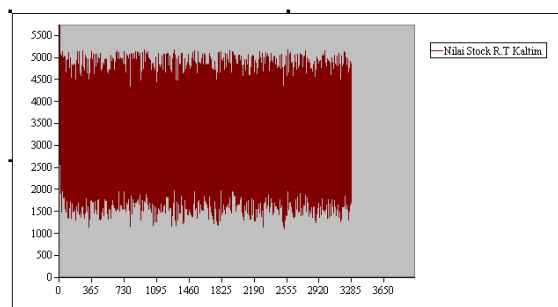


Grafik 4. 56 Grafik simulasi kenaikan *demand* pada terminal penerima Tahuna selama 9 tahun dengan menggunakan kapal ukuran 10.000 m<sup>3</sup>.

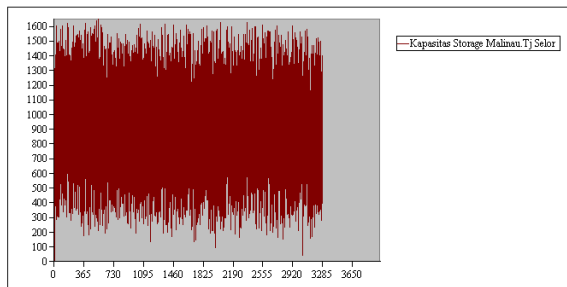
#### Region 4 :

Pada region 4, memenuhi kebutuhan LNG pada region 4 ukuran kapal 6.000 m<sup>3</sup> sudah dapat mensuplai untuk peningkatan *demand* hingga tahun ke-9 (2024). Sehingga

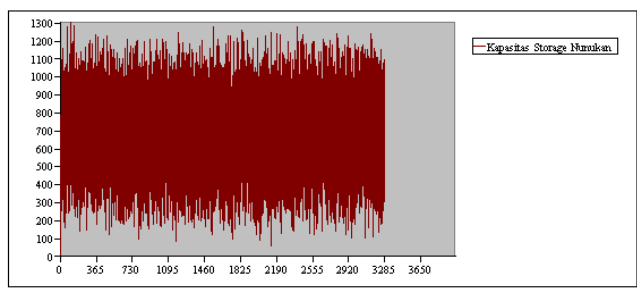
sudah dipastikan untuk ukuran kapal yang lebih besar juga dapat memenuhi peningkatan kebutuhan LNG. Tidak ada peningkatan dari simulasi skenario 1 untuk ukuran tangki penyimpanan yang ada pada terminal penerima pada region 4 ketika memakai kapal ukuran 6.000 m<sup>3</sup> untuk mensuplai kebutuhan LNG. Untuk hasil simulasi dapat dilihat pada grafik 4.57, 4.58 dan 4.59.



Grafik 4. 57 Grafik simulasi kenaikan *demand* pada terminal penerima Kalimantan Timur (Balikpapan) selama 9 tahun dengan menggunakan kapal ukuran 6.000 m<sup>3</sup>.



Grafik 4. 58 Grafik simulasi kenaikan *demand* pada terminal penerima Tanjung Selor selama 9 tahun dengan menggunakan kapal ukuran 6.000 m<sup>3</sup>.



Grafik 4. 59 Grafik simulasi kenaikan *demand* pada terminal penerima Nunukan selama 9 tahun dengan menggunakan kapal ukuran 6.000 m<sup>3</sup>.

Rangkuman hasil dari simulasi skcenario kenaikan *demand* adalah berikut pada tabel 4.47 dibawah ini.

Tabel 4. 47 Rangkuman hasil dari simulasi skenario kenaikan *demand*

Kapal (m3)	Region 1	Region 2	Region 3	Region 4	Region 5
6000	x	v	x	v	x
10000	v	v	v	v	v
12000	v	v	v	v	v
20000	v	v	v	v	v

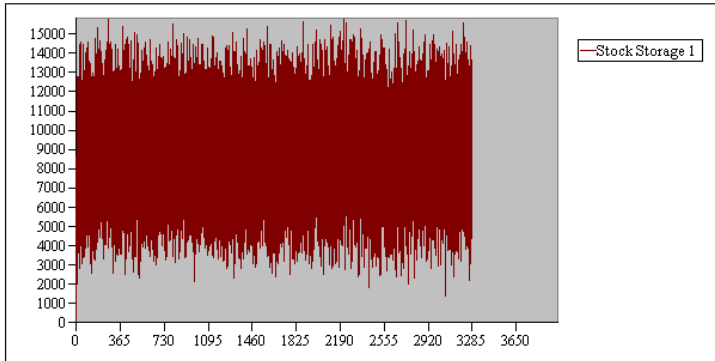
x = tidak dapat digunakan

v = dapat digunakan

Region 5 :

Pada region 5, 1 kapal ukuran 6.000 m<sup>3</sup> belum bisa memenuhi kebutuhan LNG pada region 5. Untuk memenuhi kebutuhan LNG pada region 5 ukuran kapal 10.000 m<sup>3</sup> dapat mensuplai untuk peningkatan *demand* hingga tahun ke-9 (2024). Sehingga sudah dipastikan untuk ukuran kapal yang lebih besar juga dapat memenuhi peningkatan kebutuhan LNG. Tidak ada peningkatan dari simulasi skenario 1 untuk

ukuran tangki penyimpanan yang ada pada terminal penerima pada region 5 ketika memakai kapal ukuran 10.000 m<sup>3</sup> untuk mensuplai kebutuhan LNG. Untuk hasil simulasi dapat dilihat pada grafik 4.60.



Grafik 4. 60 Grafik simulasi kenaikan *demand* pada terminal penerima Kalimantan Selatan selama 9 tahun dengan menggunakan kapal ukuran 10.000 m<sup>3</sup>.

#### 4.9 Kajian Ekonomis

Kajian ekonomis yang dilakukan pada studi ini hanya mencakup investasi pendistribusian LNG dengan moda transportasi kapal LNG serta fasilitas terminal penerima LNG. Perusahaan pemasok LNG untuk pembangkit membeli LNG dari perusahaan penghasil LNG dan kemudian menjualnya ke pembangkit. Selanjutnya LNG diubah menjadi gas untuk digunakan sebagai bahan bakar di pembangkit listrik.

Dalam kajian ekonomis yang dilakukan, terdapat dua variabel yang menjadi pertimbangan dalam perhitungan keekonomian. Kedua variabel tersebut adalah *Capital Expenditure* (CAPEX) dan *Operational Expenditure* (OPEX). Sedangkan parameter yang digunakan dalam kajian ekonomi adalah Internal Rate of Return (IRR), Payback Periods (PP), dan Net Present Value (NPV).

#### 4.91 *Capital Expenditure* (CAPEX)

*Capital Expenditure* adalah alokasi biaya yang direncanakan untuk melakukan pembelian suatu asset, dimana dalam kasus ini asset yang dimaksud adalah fasilitas terminal penerimaan LNG. Untuk apa saja fasilitas yang dimaksud sudah dibahas pada pembahasan sebelumnya. Berdasarkan hasil simulasi dan perhitungan investasi telah didapatkan total biaya investasi untuk seluruh terminal penerima, pemilihan ini didasarkan pada nilai investasi paling minimum. Dan didapatkan nilai sebesar US \$144,443,200.17 untuk investasi terminal penerima atau CAPEX. Untuk detail perhitungan dapat dilihat pada tabel dibawah ini.

Tabel 4. 48 Rincian perhitungan CAPEX untuk region 1

Biaya Investasi Terminal Penerima Pada Region 1			
	Makassar	Selayar	Total Biaya Investasi
6000	\$ 15,951,962.91	\$ 10,404,832.50	\$ 26,356,795.41
10000	\$ 18,324,950.00	\$ 10,404,832.50	\$ 28,729,782.50
12000	\$ 19,650,775.81	\$ 10,434,832.50	\$ 30,085,608.31
20000	\$ 25,722,226.63	\$ 10,666,082.50	\$ 36,388,309.13

Tabel 4. 49 Rincian perhitungan CAPEX untuk region 2

Biaya Investasi Terminal Penerima Pada Region 2				
	Bombana	Bau-Bau	Wangi-Wangi	Total Biaya Investasi
6000	\$ 21,235,080.00	\$ 12,478,525.00	\$ 15,363,153.88	\$ 49,076,758.88
10000	\$ 23,269,237.50	\$ 13,826,291.56	\$ 15,761,543.94	\$ 52,857,073.00
12000	\$ 23,269,237.50	\$ 15,208,158.88	\$ 15,992,793.94	\$ 54,470,190.32
20000	\$ 25,102,070.00	\$ 18,597,262.25	\$ 15,992,793.94	\$ 59,692,126.19

Tabel 4. 50 Rincian perhitungan CAPEX untuk region 3

Biaya Investasi Terminal Penerima Pada Region 3				
	Gorontalo	Sulbagut, Minahasa	Tahuna	Total Biaya Investasi
6000	\$ 7,381,459.00	\$ 8,420,723.44	\$ 5,427,156.25	\$ 21,229,338.69
10000	\$ 7,381,459.00	\$ 7,958,293.75	\$ 5,427,156.25	\$ 20,766,909.00
12000	\$ 7,381,459.00	\$ 8,420,723.44	\$ 5,427,156.25	\$ 21,229,338.69
20000	\$ 7,873,135.00	\$ 11,031,986.88	\$ 5,889,656.25	\$ 24,794,778.13

Tabel 4. 51 Rincian perhitungan CAPEX untuk region 4

Biaya Investasi Terminal Penerima Pada Region 4				
	Balikpapan	Tj.Selor	Nunukan	Total Biaya Investasi
6000	\$ 13,055,650.00	\$ 10,336,291.43	\$ 8,311,628.37	\$ 31,703,569.80
10000	\$ 14,351,825.00	\$ 9,695,925.00	\$ 9,288,041.25	\$ 33,335,791.25
12000	\$ 14,844,325.00	\$ 9,695,925.00	\$ 9,288,041.25	\$ 33,828,291.25
20000	\$ 19,127,100.81	\$ 11,543,830.00	\$ 10,532,020.87	\$ 41,202,951.68



Tabel 4. 52 Rincian perhitungan CAPEX untuk region 5

Biaya Investasi Terminal Penerima Pada Region 5			
	Kalsel (Trisakti)		Total Biaya Investasi
6000	\$	14,844,325.00	\$ 14,844,325.00
10000	\$	14,166,180.00	\$ 14,166,180.00
12000	\$	14,844,325.00	\$ 14,844,325.00
20000	\$	16,725,775.81	\$ 16,725,775.81

#### 4.9.2 Operational Expenditure (OPEX)

*Operational Expenditure* (OPEX) adalah seluruh biaya yang dikeluarkan untuk mendukung operasional pendistribusian LNG termasuk diantaranya biaya operasional terminal penerima dan biaya transportasi untuk mengangkut LNG dari kilang ke terminal penerima. Biaya operasional terminal penerima terdiri dari *maintenance cost*, *crew cost*, dan *land building tax*. Berdasarkan hasil optimasi pemilihan rute dengan biaya investasi paling minimum telah didapatkan estimasi total biaya operasional atau OPEX yang dikeluarkan pada tahun pertama sebesar US\$ \$66,741,522.20 dan diasumsikan terjadi kenaikan 2% untuk tiap tahunnya.

Tabel 4. 53 Total biaya CAPEX dan OPEX region 1

Biaya Investasi Terminal Penerima Pada Region 1			
	CAPEX	OPEX	Total
6000	\$ 26,356,795.41	\$ 13,269,569.08	\$ 39,626,364.48
10000	\$ 28,729,782.50	\$ 15,061,291.87	\$ 43,791,074.37
12000	\$ 30,085,608.31	\$ 17,237,483.14	\$ 47,323,091.46
20000	\$ 36,388,309.13	\$ 23,390,749.15	\$ 59,779,058.27

Pada tabel 4.53 diatas biaya investasi yang paling rendah adalah menggunakan kapal berukuran 6000 m<sup>3</sup>, namun setelah dilakukan simulasi kenaikan *demand*, ukuran kapal tersebut hanya mampu untuk melayani pada tahun pertama saja. Maka dipilihlah ukuran kapal yang membuat biaya investasi paling rendah dan dapat melayani suplai LNG sampai dengan 2024. Untuk melayani region 1 menggunakan kapal berukuran 10.000 m<sup>3</sup> dengan total biaya investasi sebesar US \$ 43,791,074.37.

Tabel 4. 54 Total biaya CAPEX dan OPEX region 2

Biaya Investasi Terminal Penerima Pada Region 2			
	CAPEX	OPEX	Total
6000	\$ 49,076,758.88	\$ 11,767,204.69	\$ 60,843,963.57
10000	\$ 52,857,073.00	\$ 13,274,594.19	\$ 66,131,667.19
12000	\$ 54,470,190.32	\$ 15,095,963.91	\$ 69,566,154.23
20000	\$ 59,692,126.19	\$ 20,868,594.62	\$ 80,560,720.81

Pada tabel 4.54 diatas dipilih biaya investasi yang paling rendah, dan dengan menggunakan kapal berukuran 6000 m<sup>3</sup> untuk melayani region 2 adalah investasi yang paling minimum yaitu dengan total biaya US \$ 60,843,963,57. Setelah dilakukan simulasi kenaikan *demand*, ukuran kapal 6.000 m3 dengan biaya investasi paling rendah masih dapat memenuhi kenaikan permintaan LNG.

Tabel 4. 55 Total biaya CAPEX dan OPEX region 3.

Biaya Investasi Terminal Penerima Pada Region 3			
	CAPEX	OPEX	Total
6000	\$ 21,229,338.69	\$ 21,069,915.90	\$ 42,299,254.59
10000	\$ 20,766,909.00	\$ 13,630,061.44	\$ 34,396,970.44
12000	\$ 21,229,338.69	\$ 15,102,066.90	\$ 36,331,405.59
20000	\$ 24,794,778.13	\$ 23,390,749.15	\$ 48,185,527.28

Pada tabel 4.55 diatas dipilih biaya investasi yang paling rendah, dan dengan menggunakan kapal berukuran 10.000 m<sup>3</sup> untuk melayani region 3 adalah investasi yang paling minimum yaitu dengan total biaya US \$ 42,299,254,59. Setelah dilakukan simulasi kenaikan *demand*, ukuran kapal 10.000 m3 dengan biaya investasi paling rendah masih dapat memenuhi kenaikan permintaan LNG.

Tabel 4. 56 Total biaya CAPEX dan OPEX region 4.

Biaya Investasi Terminal Penerima Pada Region 4			
	CAPEX	OPEX	Total
6000	\$ 31,703,569.80	\$ 11,767,204.69	\$ 43,470,774.49
10000	\$ 33,335,791.25	\$ 13,274,594.19	\$ 46,610,385.44
12000	\$ 33,828,291.25	\$ 15,095,963.91	\$ 48,924,255.16
20000	\$ 41,202,951.68	\$ 20,868,594.62	\$ 62,071,546.30

Pada tabel 4.56 diatas dipilih biaya investasi yang paling rendah, dan dengan menggunakan kapal berukuran 6.000 m<sup>3</sup> untuk melayani region 4 adalah investasi yang paling minimum yaitu dengan total biaya US \$ 43,470,774,49. Setelah dilakukan simulasi kenaikan *demand*, ukuran kapal 6.000 m<sup>3</sup> dengan biaya investasi paling rendah masih dapat memenuhi kenaikan permintaan LNG.

Tabel 4. 57 Total biaya CAPEX dan OPEX region 5.

Biaya Investasi Terminal Penerima Pada Region 5			
	CAPEX	OPEX	Total
6000	\$ 14,844,325.00	\$ 22,201,862.79	\$ 37,046,187.79
10000	\$ 14,166,180.00	\$ 14,515,759.51	\$ 28,681,939.51
12000	\$ 14,844,325.00	\$ 15,997,661.52	\$ 30,841,986.52
20000	\$ 16,725,775.81	\$ 20,793,102.29	\$ 37,518,878.11

Pada tabel 4.57 diatas dipilih biaya investasi yang paling rendah, dan dengan menggunakan kapal berukuran 10.000 m<sup>3</sup> untuk melayani region 5 adalah investasi yang

paling minimum yaitu dengan total biaya US \$ 28,681,939,51 USD. Setelah dilakukan simulasi kenaikan *demand*, ukuran kapal 10.000 m<sup>3</sup> dengan biaya investasi paling rendah masih dapat memenuhi kenaikan permintaan LNG.

Tabel 4. 58 Ukuran kapal terpilih berdasarkan simulasi yang dilakukan.

Region	Ukuran Kapal Yang Dipilih (m <sup>3</sup> )	Total Biaya Investasi
1	10000	\$ 43,791,074.37
2	6000	\$ 60,843,963.57
3	10000	\$ 34,396,970.44
4	6000	\$ 43,470,774.49
5	10000	\$ 28,681,939.51

#### 4.9.3 Revenue

*Revenue* adalah pendapatan yang didapat dari suatu bisnis yang dilakukan. Pendapatan dalam kajian ekonomi di skripsi ini berasal dari keuntungan yang didapat dari penjualan LNG.

Keuntungan tersebut didapat dari selisih antara harga beli LNG dengan harga jual LNG yang dilakukan, atau dapat disebut juga dengan *margin* penjualan. Untuk mendapatkan *revenue* yang bervariasi, maka dilakukan penggunaan *margin* yang bervariasi. Terdapat enam variasi *margin* yang digunakan dalam kajian ini, yaitu dari *margin* US \$ 2, US \$ 2.2, US \$ 2.4, US \$ 2.6, US \$ 2.8, US \$ 3. Nilai *margin* yang digunakan selanjutnya dikalikan dengan jumlah LNG yang dapat terjual. *Revenue* yang didapat tentunya akan mempengaruhi dari *payback period*. *Payback periode* adalah waktu yang dibutuhkan untuk pengembalian modal investasi yang telah dikeluarkan untuk membangun fasilitas terminal penerimaan LNG. Berikut pada tabel 4.48 adalah penghitungan *revenue* untuk *margin* US \$ 2.

Tabel 4. 59 Perhitungan *revenue* untuk margin US \$ 2.

<b>Processed Gas</b>	<b>Unit</b>	<b>Value</b>
Amount of processed gas	m <sup>3</sup> /year	2,440,514.03
Amount of processed gas	mmbtu-year	51,738,897
LNG Purchase /mmbtu	US\$	8.00
Margin per mmbtu	US\$	2.00
LNG Selling /mmbtu	US\$	10.00
Annual Revenue	US\$	\$ 103,477,794.74

Tabel 4.59 menunjukkan dengan mengambil keuntungan US\$ 2 per mmbtu dan dengan jumlah gas yang didistribusikan selama satu tahun sebanyak US\$ 51, 738, 897 mmbtu didapatkan *revenue* per tahun sebesar US\$ 103,477,794,74. Karena konsumen gas adalah pembangkit listrik, maka jumlah LNG yang didistribusikan tiap tahunnya cenderung tetap namun juga ada perubahan karena beberapa faktor yang mempengaruhi.

Setelah *revenue* telah diketahui, maka langkah selanjutnya adalah menghitung *payback period*, *internal rate of return*, dan *net present value*. Nilai tersebut dihitung untuk memastikan kelayakan investasi distribusi LNG untuk diimplementasikan dari segi keekonomian. Selain menggunakan *revenue*, dalam perhitungan selanjutnya dibutuhkan beberapa data lain seperti suku bunga, pajak, serta inflasi. Data tersebut, khususnya suku bunga dibutuhkan karena pada kajian ini 60% biaya investasi didapatkan dari pinjaman bank dan 40% adalah dana perusahaan. Besarnya suku bunga (interest) yang digunakan sebesar 10,25%, nilai tersebut berdasarkan pada suku bunga kredit korporasi Bank Mandiri per tanggal 31 Maret 2016.

Tabel 4. 60 menunjukkan proses perhitungan kajian ekonomis investasi distribusi LNG untuk pembangkit di Indonesia Bagian Tengah dengan *margin* penjualan US\$ 2 per mmbtu. Diasumsikan periode investasi selama 20 tahun, dengan *margin* penjualan US\$ 2 per mmbtu dan revenue sebesar US\$ 103,477,794,74. per tahun investasi akan balik modal setelah 8,7 tahun sejak beroperasi. Selain payback period, nilai parameter lain jika *margin* penjualan US\$ 2 per mmbtu antara lain *Internal Rate of Return* (IRR) sebesar 7,15%; *Net Present Value* (NPV) setelah 20 tahun sebesar US\$ \$17,200,582. Hasil perhitungan untuk *margin* penjualan US\$ 2, US\$ 2.2 US\$ 2.4, US\$ 2.6, US\$ 2.8 dan US\$ 3 per mmbtu dapat dilihat pada Tabel 4.60.

Tabel 4. 60 Perhitungan margin penjualan US\$

Year	Capex	Revenue	Opex	Interest	Depresiasi	Earning Before Tax	Tax
0	\$ (142,070,213)						
1		\$ 103,477,795	\$ 65,379,401	\$ 8,737,318	\$ 5,682,809	\$ 23,678,268	\$ 5,909,006
2		\$ 103,477,795	\$ 66,686,989	\$ 8,589,044	\$ 5,682,809	\$ 22,518,954	\$ 5,619,694
3		\$ 103,477,795	\$ 68,020,728	\$ 8,425,571	\$ 5,682,809	\$ 21,348,686	\$ 5,327,649
4		\$ 103,477,795	\$ 69,381,143	\$ 8,245,343	\$ 5,682,809	\$ 20,168,500	\$ 5,033,129
5		\$ 103,477,795	\$ 70,768,766	\$ 8,046,641	\$ 5,682,809	\$ 18,979,579	\$ 4,736,429
6		\$ 103,477,795	\$ 72,184,141	\$ 7,827,573	\$ 5,682,809	\$ 17,783,272	\$ 4,437,886
7		\$ 103,477,795	\$ 73,627,824	\$ 7,586,049	\$ 5,682,809	\$ 16,581,113	\$ 4,137,883
8		\$ 103,477,795	\$ 75,100,380	\$ 7,319,770	\$ 5,682,809	\$ 15,374,836	\$ 3,836,851
9		\$ 103,477,795	\$ 76,602,388	\$ 7,026,197	\$ 5,682,809	\$ 14,166,401	\$ 3,535,282
10		\$ 103,477,795	\$ 78,134,436	\$ 6,702,533	\$ 5,682,809	\$ 12,958,018	\$ 3,233,725
11		\$ 103,477,795	\$ 79,697,125	\$ 6,345,693	\$ 5,682,809	\$ 11,752,169	\$ 2,932,800
12		\$ 103,477,795	\$ 81,291,067	\$ 5,952,277	\$ 5,682,809	\$ 10,551,642	\$ 2,633,204
13		\$ 103,477,795	\$ 82,916,888	\$ 5,518,536	\$ 5,682,809	\$ 9,359,562	\$ 2,335,716
14		\$ 103,477,795	\$ 84,575,226	\$ 5,040,337	\$ 5,682,809	\$ 8,179,423	\$ 2,041,208
15		\$ 103,477,795	\$ 86,266,731	\$ 4,513,122	\$ 5,682,809	\$ 7,015,134	\$ 1,750,654
16		\$ 103,477,795	\$ 87,992,065	\$ 3,931,868	\$ 5,682,809	\$ 5,871,053	\$ 1,465,145
17		\$ 103,477,795	\$ 89,751,907	\$ 3,291,035	\$ 5,682,809	\$ 4,752,045	\$ 1,185,892
18		\$ 103,477,795	\$ 91,546,945	\$ 2,584,516	\$ 5,682,809	\$ 3,663,525	\$ 914,247
19		\$ 103,477,795	\$ 93,377,884	\$ 1,805,580	\$ 5,682,809	\$ 2,611,523	\$ 651,716
20		\$ 103,477,795	\$ 95,245,441	\$ 946,802	\$ 5,682,809	\$ 1,602,743	\$ 399,971

Year	Earning After Tax	Installment Loans	Cash Flow	Cummulative Cash Flow	Payback Periode	Discount factor 5%	Cash Flow Discounted
0			\$ (142,070,213)	\$ (142,070,213)		1.00	\$ (142,070,213)
1	\$ 23,452,070	\$ 1,446,579	\$ 22,005,492	\$ (120,064,721)	0	0.95	\$ 20,957,611
2	\$ 22,582,068	\$ 1,594,853	\$ 20,987,215	\$ (99,077,506)	0	0.91	\$ 19,036,023
3	\$ 21,703,845	\$ 1,758,325	\$ 19,945,520	\$ (79,131,986)	0	0.86	\$ 17,229,690
4	\$ 20,818,179	\$ 1,938,554	\$ 18,879,626	\$ (60,252,360)	0	0.82	\$ 15,532,315
5	\$ 19,925,958	\$ 2,137,255	\$ 17,788,703	\$ (42,463,657)	0	0.78	\$ 13,937,914
6	\$ 19,028,195	\$ 2,356,324	\$ 16,671,871	\$ (25,791,787)	0	0.75	\$ 12,440,807
7	\$ 18,126,039	\$ 2,597,847	\$ 15,528,192	\$ (10,263,595)	0	0.71	\$ 11,035,596
8	\$ 17,220,793	\$ 2,864,127	\$ 14,356,666	\$ 4,093,071	1	8.714901	\$ 9,717,157
9	\$ 16,313,928	\$ 3,157,700	\$ 13,156,228	\$ 17,249,300	2	0	\$ 8,480,622
10	\$ 15,407,101	\$ 3,481,364	\$ 11,925,738	\$ 29,175,037	3	0	\$ 7,321,368
11	\$ 14,502,177	\$ 3,838,204	\$ 10,663,973	\$ 39,839,010	4	0	\$ 6,235,004
12	\$ 13,601,246	\$ 4,231,619	\$ 9,369,627	\$ 49,208,637	5	0	\$ 5,217,359
13	\$ 12,706,654	\$ 4,665,360	\$ 8,041,294	\$ 57,249,931	6	0	\$ 4,264,470
14	\$ 11,821,024	\$ 5,143,560	\$ 6,677,464	\$ 63,927,396	7	0	\$ 3,372,573
15	\$ 10,947,288	\$ 5,670,775	\$ 5,276,513	\$ 69,203,909	8	0	\$ 2,538,093
16	\$ 10,088,717	\$ 6,252,029	\$ 3,836,688	\$ 73,040,597	9	0	\$ 1,757,631
17	\$ 9,248,962	\$ 6,892,862	\$ 2,356,100	\$ 75,396,697	10	0	\$ 1,027,959
18	\$ 8,432,087	\$ 7,599,380	\$ 832,706	\$ 76,229,403	11	0	\$ 346,007
19	\$ 7,642,616	\$ 8,378,317	\$ (735,701)	\$ 75,493,701	12	0	\$ (291,142)
20	\$ 6,885,580	\$ 9,237,094	\$ (2,351,514)	\$ 73,142,187	13	0	\$ (886,261)



Tabel 4. 61 Hasil perhitungan dengan variasi margin penjualan

Margin (USD)	IRR (%)	PP (Year)	NPV
2	7.15%	8.71	\$ 17,200,582.50
2.2	15.96%	6.15	\$ 113,962,784.41
2.4	23%	4.95	\$ 210,638,978.76
2.6	29%	4.22	\$ 307,303,576.69
2.8	35%	3.73	\$ 403,989,549.59
3	41%	3.37	\$ 500,706,702.88

Tabel 4.59 menunjukkan bahwa semakin besar *margin* penjualan, semakin cepat balik modal, semakin besar juga nilai NPV dan IRR yang didapat.

## LAMPIRAN

### Lokasi Pelabuhan Terminal Penerima Yang Direncanakan

#### 1. Terminal Penerima Makassar



#### 2. Terminal Penerima Selayar.



3. Terminal Penerima Bombana



4. Terminal Penerima Bau-Bau.



5. Terminal Penerima Wangi-Wangi.



6. Terminal Penerima Gorontalo.



7. Terminal Penerima Sulbagut Minahasa.



8. Terminal Penerima Tahuna



9. Terminal Penerima Balikpapan



10. Terminal Penerima Tanjung Selor



Google

**LAMPIRAN**  
**DATA KAPAL, BIAYA PELABUHAN DAN**  
**BIAYA BAHAN BAKAR**

Item	Unit	Nilai
Capacity	m3	6,000
LOA	m	110
LPP	m	95
B	m	19.8
D	m	11.5
TD	m	6.7
TS	m	8.3
TLNG	m	6.3
DWT	Ton	6,600
GT/ NT	Ton	6600
Main Engine	KW	5,000
Shaft Generator	KW	1,900
Aux Engines	KW	3 x 920
Service Speed	Knot	15
Volume Cargo Tank 1	m3	3,000
Volume Cargo Tank 2	m3	3,000
Max Pressure	barg	5.2/3.8
Max Density	ton/m3	0.97
Min Temperature	C	-163
Pump Capacity	m3/ h	640 x 2
Pump Head	mic	120/ 220



Item	Unit	Nilai
Capacity	m3	10,000
LOA	m	137.1
LPP	m	127.2
B	m	19.8
D	m	11.5
TD	m	6.7
TS	m	8.3
TLNG	m	6.3
DWT	Ton	10,600
GT/ NT	Ton	10600/3020
Main Engine	KW	7,000
Shaft Generator	KW	1,900
Aux Engines	KW	3 x 920
Service Speed	Knot	15
Volume Cargo Tank 1	m3	6,000
Volume Cargo Tank 2	m3	4,000
Max Pressure	barg	5.2/3.8
Max Density	ton/m3	0.97
Min Temperature	C	-163
Pump Capacity	m3/ h	640 x 2
Pump Head	mic	120/ 220

Item	Unit	Nilai
Capacity	m3	12,000
LOA	m	152.3
LPP	m	142.4
B	m	19.8
D	m	11.5
TD	m	6.7
TS	m	8.3
TLNG	m	6.3
DWT	Ton	12,570
GT/ NT	Ton	
Main Engine	KW	8,200
Shaft Generator	KW	1,900
Aux Engines	KW	3 x 920
Service Speed	Knot	16
Volume Cargo Tank 1	m3	6,000
Volume Cargo Tank 2	m3	6,000
Max Pressure	barg	5.2/3.8
Max Density	ton/m3	0.97
Min Temperature	C	-163
Pump Capacity	m3/ h	640 x 2
Pump Head	mic	120/ 220

Item	Unit	Nilai
Capacity	m <sup>3</sup>	20,000
LOA	m	151
LPP	m	140.2
B	m	28
D	m	
TD	m	6.5
TS	m	20,524
TLNG	m	
DWT	Ton	
GT/ NT	Ton	
Main Engine	KW	12,000
Shaft Generator	KW	
Aux Engines	KW	
Service Speed	Knot	13.9/11
Volume Cargo Tank 1	m <sup>3</sup>	
Volume Cargo Tank 2	m <sup>3</sup>	
Max Pressure	barg	
Max Density	ton/m <sup>3</sup>	
Min Temperature	C	
Pump Capacity	m <sup>3</sup> / h	640 x 2
Pump Head	mic	120/220

Data biaya labuh di Pelindo 3 Makassar.

<b>Biaya Labuh</b>		
<b>Pandu</b>		
Tetap (Kapal/Gerakan)	\$	93.00
Variabel(GT/Kapal/Gerakan)	\$	0.03
<b>Kapal</b>	Tetap	\$ 57.50
<b>Tunda</b>	Variabel	\$ 0.001
GT Kapal =		6300
Lama Tambat (jam)		
P.Makassar =		12
P.Selayar =		4
Total Cost Pelabuhar =	\$	530.95
		\$ 7,167,825.00

<b>Biaya Labuh</b>		
<b>Pandu</b>		
Tetap (Kapal/Gerakan)	\$	93.00
Variabel(GT/Kapal/Gerakan)	\$	0.03
<b>Kapal</b>	Tetap	\$ 57.50
<b>Tunda</b>	Variabel	\$ 0.001
GT Kapal =		10600
Lama Tambat (jam)		
P.Makassar =		12
P.Selayar =		4
Total Cost Pelabuhar =	\$	687.90
		\$ 9,286,650.00

<b>Biaya Labuh</b>		
<b>Pandu</b>		
Tetap (Kapal/Gerakan)	\$	93.00
Variabel(GT/Kapal/Gerakan)	\$	0.03
<b>Kapal</b>		
Tetap	\$	57.50
<b>Tunda</b> Variabel	\$	0.001
GT Kapal =		12500
Lama Tambat (jam)		
P.Makassar =		12
P.Selayar =		4
Total Cost Pelabuhar =	\$	757.25
		\$ 10,222,875.00

<b>Biaya Labuh</b>		
<b>Pandu</b>		
Tetap (Kapal/Gerakan)	\$	93.00
Variabel(GT/Kapal/Gerakan)	\$	0.03
<b>Kapal</b>		
Tetap	\$	57.50
<b>Tunda</b> Variabel	\$	0.001
GT Kapal =		20500
Lama Tambat (jam)		
P.Makassar =		12
P.Selayar =		4
Total Cost Pelabuhar =	\$	1,049.25
		\$ 14,164,875.00

Data biaya labuh di Pelindo 4 Balikpapan.

<b>Biaya Labuh</b>		
<b>Pandu</b>		
Tetap (Kapal/Gerakan)	\$	106.00
Variabel(GT/Kapal/Gerakan)	\$	0.04
<b>Kapal</b>		
Tetap	\$	122.50
<b>Tunda</b> Variabel	\$	0.001
GT Kapal =		6600
Lama Tambat (jam)		
P.Makassar =		12
P.Selayar =		4
Total Cost Pelabuhan =	\$	697.90
	\$	9,421,650.00

<b>Biaya Labuh</b>		
<b>Pandu</b>		
Tetap (Kapal/Gerakan)	\$	106.00
Variabel(GT/Kapal/Gerakan)	\$	0.04
<b>Kapal</b>		
Tetap	\$	122.50
<b>Tunda</b> Variabel	\$	0.001
GT Kapal =		10600
Lama Tambat (jam)		
P.Makassar =		12
P.Selayar =		4
Total Cost Pelabuhan =	\$	843.90
	\$	11,392,650.00

<b>Biaya Labuh</b>			
<b>Pandu</b>			
Tetap (Kapal/Gerakan)	\$	106.00	
Variabel(GT/Kapal/Gerakan)	\$	0.04	
<b>Kapal</b>			
Tetap	\$	122.50	
<b>Tunda</b>	Variabel	\$	0.001
GT Kapal	=		12500
Lama Tambat (jam)			
P.Makassar =			12
P.Selayar =			4
Total Cost Pelabuhan	=	\$	913.25
		\$	12,328,875.00

<b>Biaya Labuh</b>			
<b>Pandu</b>			
Tetap (Kapal/Gerakan)	\$	106.00	
Variabel(GT/Kapal/Gerakan)	\$	0.04	
<b>Kapal</b>			
Tetap	\$	122.50	
<b>Tunda</b>	Variabel	\$	0.001
GT Kapal	=		20500
Lama Tambat (jam)			
P.Makassar =			12
P.Selayar =			4
Total Cost Pelabuhan	=	\$	1,205.25
		\$	16,270,875.00

Region 1			
6000			
BHP	=	5000	kw
SFOC	=	190	g/kwh
Time	=	32	jam
W	=	$BHP \times SFOC \times t \times 10^{-6}$	
	=	30.4	ton
Harga BB	=	Rp	223,283,212
10000			
BHP	=	7000	kw
SFOC	=	177	g/kwh
Time	=	38	jam
W	=	$BHP \times SFOC \times t \times 10^{-6}$	
	=	47.082	ton
Harga BB	=	Rp	345,809,875
12000			
BHP	=	8200	kw
SFOC	=	177	g/kwh
Time	=	39	jam
W	=	$BHP \times SFOC \times t \times 10^{-6}$	
	=	56.6046	
Harga BB	=	Rp	415,751,872
20000			
BHP	=	12000	kw
SFOC	=	179	g/kwh
Time	=	53	jam
W	=	$BHP \times SFOC \times t \times 10^{-6}$	
	=	113.844	
Harga BB	=	Rp	836,166,250

Region 2			
6000			
BHP	=	5000	kw
SFOC	=	190	g/kwh
Time	=	61	jam
W	=	$BHP \times SFOC \times t \times 10^{-6}$	
	=	57.95	ton
Harga BB	=	Rp	425,633,622.88
10000			
BHP	=	7000	kw
SFOC	=	177	g/kwh
Time	=	75	jam
W	=	$BHP \times SFOC \times t \times 10^{-6}$	
	=	92.925	
Harga BB	=	Rp	682,519,489.31
12000			
BHP	=	8200	kw
SFOC	=	177	g/kwh
Time	=	67	jam
W	=	$BHP \times SFOC \times t \times 10^{-6}$	
	=	97.2438	
Harga BB	=	Rp	714,240,395
20000			
BHP	=	12000	kw
SFOC	=	179	g/kwh
Time	=	84	jam
W	=	$BHP \times SFOC \times t \times 10^{-6}$	
	=	180.432	
Harga BB	=	Rp	1,325,244,622



Region 3				Region 4			
6000				6000			
BHP	=	5000	kw	BHP	=	5000	kw
SFOC	=	190	g/kwh	SFOC	=	190	g/kwh
Time	=	143	jam	Time	=	112	jam
Jumlah kpl	=	2					
W	=	BHP x SFOC x t x 10-6		W	=	BHP x SFOC x t x 10-6	
	=	135.85			=	106.4	
Harga BB	=	Rp 997,796,854		Harga BB	=	Rp 781,491,242	
	=	Rp 1,995,593,707	32x		=		44x
10000				10000			
BHP	=	10600	kw	BHP	=	10600	kw
SFOC	=	177	g/kwh	SFOC	=	177	g/kwh
Time	=	140	jam	Time	=	121	jam
W	=	BHP x SFOC x t x 10-6		W	=	BHP x SFOC x t x 10-6	
	=	262.668			=	227.0202	
Harga BB	=	Rp 1,929,255,090		Harga BB	=	Rp 1,667,427,613	
	=		38x		=		27x
12000				12000			
BHP	=	8200	kw	BHP	=	8200	kw
SFOC	=	177	g/kwh	SFOC	=	177	g/kwh
Time	=	138	jam	Time	=	121	jam
W	=	BHP x SFOC x t x 10-6		W	=	BHP x SFOC x t x 10-6	
	=	200.2932			=	175.6194	
Harga BB	=	Rp 1,471,122,008		Harga BB	=	Rp 1,289,896,833	
	=		32x		=		22x
20000				20000			
BHP	=	12000	kw	BHP	=	12000	kw
SFOC	=	179	g/kwh	SFOC	=	179	g/kwh
Time	=	165	jam	Time	=	152	jam
W	=	BHP x SFOC x t x 10-6		W	=	BHP x SFOC x t x 10-6	
	=	354.42			=	326.496	
Harga BB	=	Rp 2,603,159,079		Harga BB	=	Rp 2,398,061,697	
	=		19x		=		14x

Region 5			
6000			
BHP	=	5000	kw
SFOC	=	190	g/kwh
Time	=		jam
W	=	BHP x SFOC x t x 10-6	
	=	0	
10000			
BHP	=	10600	kw
SFOC	=	177	g/kwh
Time	=		jam
W	=	BHP x SFOC x t x 10-6	
	=	0	
12000			
BHP	=	8200	kw
SFOC	=	177	g/kwh
Time	=		jam
W	=	BHP x SFOC x t x 10-6	
	=	0	
20000			
BHP	=	12000	kw
SFOC	=	179	g/kwh
Time	=		jam
W	=	BHP x SFOC x t x 10-6	
	=	0	

## LAMPIRAN

### RINCIAN HITUNGAN BIAYA INVESTASI

Investasi Terminal Penerima Dengan Menggunakan Kapal  
Ukuran 6.000 m<sup>3</sup>.

#### Terminal Penerima 1 (MAKASSAR)

##### CAPEX

No.	Investment	Unit	Unit Price (USD)	Total Price (USD)	Information
1	LNG Storage Tank	4	\$ 1,060,940	\$ 4,243,760	3000 m3/tank
2	Cryogenic Pipe	200	\$ 770	\$ 154,000	
3	Vaporizer	6	\$ 40,000	\$ 240,000	
4	LNG Pump	2	\$ 300,000	\$ 600,000	
5	LNG Offloading	1	\$ 2,600,000	\$ 2,600,000	
6	EL Power Generator	2	\$ 400,000	\$ 800,000	
7	Compressor	0	\$ 93,000	\$ -	
8	Land Investment	10434.62	\$ 370	\$ 3,860,810	
9	Supporting Building	1	\$ 77,000	\$ 77,000	
TOTAL				\$ 12,575,570	
10	Component Installation			\$ 3,143,893	
TOTAL INVESTMENT				\$ 15,719,463	

##### OPEX

No.	Operational	Cost
1	Crew	\$ 52,152.00
2	Land Building Tax	\$ 31,438.93
3	Maintenance	\$ 78,597.31
TOTAL		\$ 162,188.24

**Terminal Penerima 2 (Selayar)**

**CAPEX**

No.	Investment	Unit	Unit Price (USD)	Total Price (USD)	Information
1	LNG Storage Tank	2	\$ 185,000.0	\$ 370,000	300 m3/tank
2	Cryogenic Pipe	500	\$ 770.0	\$ 385,000	
3	Vaporizer	2	\$ 40,000	\$ 80,000	
4	LNG Offloading	1	\$ 2,600,000	\$ 2,600,000	
5	ELPower Generator	2	\$ 400,000	\$ 800,000	
6	Compressor	2	\$ 93,000	\$ 186,000	
7	LNG Pump	2	\$ 22,000.0	\$ 44,000	
8	BOG compresor	0	\$ 12,000.0	\$ -	
9	Jetty	270	\$ 13,300.0	\$ 3,591,000	
10	Land Investment	4894	\$ 39.0	\$ 190,866	
11	Supporting Bulding	1	\$ 77,000.0	\$ 77,000	
TOTAL				\$ 8,323,866	
12	Component Installation			\$ 2,080,967	
TOTAL INVESTMENT				\$ 10,404,833	

**OPEX**

No.	Operational	Cost
1	Crew	\$ 52,152.00
2	Land Building Tax	\$ 20,809.67
3	Maintenance	\$ 52,024.16
TOTAL		\$ 124,985.83

**Terminal Penerima 3 (Bombana)**

**CAPEX**

No.	Investment	Unit	Unit Price (USD)	Total Price (USD)	Information
1	LNG Storage Tank	2	\$ 1,060,940	\$ 2,121,880	3000 m3/tank
2	Cryogenic Pipe	800	\$ 770	\$ 616,000	
3	Vaporizer	2	\$ 40,000	\$ 80,000	
4	LNG Offloading	1	\$ 2,600,000	\$ 2,600,000	
5	El.Power Generator	2	\$ 400,000	\$ 800,000	
6	Compressor	0	\$ 93,000	\$ -	
7	LNG Pump	2	\$ 24,000	\$ 48,000	
8	Jetty	650	\$ 13,300	\$ 8,645,000	
9	Land Investment	8172	\$ 222	\$ 1,814,184	
10	Filling Station	2	\$ 32,000	\$ 64,000	
11	Supporting Buliding	1	\$ 77,000	\$ 77,000	
TOTAL				\$ 16,866,064	
12	Component Installation			\$ 4,216,516	
TOTAL INVESTMENT				\$ 21,082,580	

**OPEX**

No.	Operational	Cost
1	Crew	\$ 52,152.00
2	Land Building Tax	\$ 42,165.16
3	Maintenance	\$ 105,412.90
TOTAL		\$ 199,730.06

**Terminal Penerima 4 (Bau-Bau)**

**CAPEX**

No.	Investment	Unit	Unit Price (USD)	Total Price (USD)	Information
1	LNG Storage Tank	8	\$ 185,000	\$ 1,480,000	300 m3/tank
2	Cryogenic Pipe	400	\$ 770	\$ 308,000	
3	Vaporizer	2	\$ 40,000	\$ 80,000	
4	LNG Offloading	1	\$ 2,600,000	\$ 2,600,000	
5	ElPower Generator	2	\$ 400,000	\$ 800,000	
6	Compressor	2	\$ 93,000	\$ 186,000	
7	LNG Pump	2	\$ 24,000	\$ 48,000	
8	BOG compresor	0	\$ 12,000	\$ -	
9	Jetty	200	\$ 13,300	\$ 2,660,000	
10	Land Investment	6707	\$ 260	\$ 1,743,820	
11	Supporting Buliding	1	\$ 77,000	\$ 77,000	
	TOTAL			\$ 9,982,820	
12	Component Installation			\$ 2,495,705	
	TOTAL INVESTMENT			\$ 12,478,525	

**OPEX**

No.	Operational	Cost
1	Crew	\$ 52,152.00
2	Land Building Tax	\$ 24,957.05
3	Maintenance	\$ 62,392.63
	TOTAL	\$ 139,501.68

**Terminal Penerima 5 (Wangi-wangi)**

**CAPEX**

No.	Investment	Unit	Unit Price (USD)	Total Price (USD)	Information
1	LNG Storage Tank	2	\$ 185,000.00	\$ 370,000	300 m3/tank
2	Cryogenic Pipe	1000	\$ 770.00	\$ 770,000	
3	Vaporizer	2	\$ 40,000	\$ 80,000	
4	LNG Offloading	1	\$ 2,600,000	\$ 2,600,000	
5	El.Power Generator	2	\$ 400,000	\$ 800,000	
6	Compressor	2	\$ 93,000	\$ 186,000	
7	LNG Pump	2	\$ 24,000.00	\$ 48,000	
8	BOG compresor		\$ 12,000.00	\$ -	
9	Jetty	500	\$ 13,300.00	\$ 6,650,000	
10	Land Investment	4761.9	\$ 149.00	\$ 709,523	
11	Supporting Buliding	1	\$ 77,000.00	\$ 77,000	
TOTAL				\$ 12,290,523	
12	Component Installation			\$ 3,072,631	
TOTAL INVESTMENT				\$ 15,363,154	

**OPEX**

No.	Operational	Cost
1	Crew	\$ 52,152.00
2	Land Building Tax	\$ 30,726.31
3	Maintenance	\$ 76,815.77
TOTAL		\$ 159,694.08

**Terminal Penerima 6 (GORONTALO)**

**CAPEX**

No.	Investment	Unit	Unit Price (USD)	Total Price (USD)	Information
1	LNG Storage Tank	1	\$ 1,060,940	\$ 1,060,940	3000 m3/tank
		1	\$ 739,000	\$ 739,000	1000 m3/tank
2	Cryogenic Pipe	200	\$ 770	\$ 154,000	
3	Vaporizer	2	\$ 40,000	\$ 80,000	
4	LNG Offloading	1	\$ 260,000	\$ 260,000	
5	El.Power Generator	2	\$ 400,000	\$ 800,000	
6	Compressor	0	\$ 93,000	\$ -	
7	LNG Pump	2	\$ 24,000	\$ 48,000	
8	BOG compresor	0	\$ 12,000	\$ -	
9	Jetty	100	\$ 13,300	\$ 1,330,000	
10	Land Investment	7692.8	\$ 149	\$ 1,146,227	
11	Supporting Buliding	1	\$ 77,000.00	\$ 77,000	
	TOTAL			\$ 5,695,167	
12	Component Installation			\$ 1,423,792	
	TOTAL INVESTMENT			\$ 7,118,959	

**OPEX**

No.	Operational	Cost
1	Crew	\$ 52,152.00
2	Land Building Tax	\$ 14,237.92
3	Maintenance	\$ 35,594.80
	TOTAL	\$ 101,984.71



**Terminal Penerima 7 (Sulbagut Minahasa)**

**CAPEX**

No.	Investment	Unit	Unit Price (USD)	Total Price (USD)	Information
1	LNG Storage Tank	3	\$ 1,060,940	\$ 3,182,820	3000 m3/tank
		2	\$ 185,000	\$ 370,000	300m3/tank
2	Cryogenic Pipe	200	\$ 770	\$ 154,000	
3	Vaporizer	2	\$ 40,000	\$ 80,000	
4	LNG Offloading	1	\$ 260,000	\$ 260,000	
5	El.Power Generator	2	\$ 400,000	\$ 800,000	
6	Compressor	2	\$ 93,000	\$ 186,000	
7	LNG Pump	2	\$ 24,000	\$ 48,000	
8	BOG compresor	0	\$ 12,000	\$ -	
9	Jetty	0	\$ 13,300	\$ -	
10	Land Investment	10434.62	\$ 149	\$ 1,554,759	
11	Supporting Buliding	1	\$ 77,000	\$ 77,000	
	TOTAL			\$ 6,712,579	
12	Component Installation			\$ 1,678,145	
	TOTAL INVESTMENT			\$ 8,390,723	

**OPEX**

No.	Operational	Cost
1	Crew	\$ 52,152.00
2	Land Building Tax	\$ 16,781.45
3	Maintenance	\$ 41,953.62
	TOTAL	\$ 110,887.06

**Terminal Penerima 8 (Tahuna)**

**CAPEX**

No.	Investment	Unit	Unit Price (USD)	Total Price (USD)	Information
1	LNG Storage Tank	7	\$ 185,000	\$ 1,295,000	300 m3/tank
2	Cryogenic Pipe	200	\$ 770	\$ 154,000	
3	Vaporizer	2	\$ 40,000	\$ 80,000	
4	LNG Offloading	1	\$ 260,000	\$ 260,000	
5	ELPower Generator	2	\$ 400,000	\$ 800,000	
6	Compressor	2	\$ 93,000	\$ 186,000	
7	LNG Pump	2	\$ 24,000	\$ 48,000	
8	BOG compresor	0	\$ 12,000	\$ -	
9	Jetty	100	\$ 13,300	\$ 1,330,000	
10	Land Investment	6103	\$ 75	\$ 457,725	
11	Supporting Buliding	1	\$ 77,000	\$ 77,000	
TOTAL				\$ 4,687,725	
12	Component Installation			\$ 1,171,931	
TOTAL INVESTMENT				\$ 5,859,656	

**OPEX**

No.	Operational	Cost
1	Crew	\$ 52,152.00
2	Land Building Tax	\$ 11,719.31
3	Maintenance	\$ 29,298.28
TOTAL		\$ 93,169.59

**Terminal Penerima 9 (Balikpapan)**

**CAPEX**

No.	Investment	Unit	Unit Price (USD)	Total Price (USD)	Information
1	LNG Storage Tank	2	\$ 1,060,940	\$ 2,121,880	3000 m3/tank
2	Cryogenic Pipe	200	\$ 770	\$ 154,000	
3	Vaporizer	2	\$ 40,000	\$ 80,000	
4	LNG Offloading	1	\$ 2,600,000	\$ 2,600,000	
5	El.Power Generator	2	\$ 400,000	\$ 800,000	
6	Compressor	0	\$ 93,000	\$ -	
7	LNG Pump	2	\$ 24,000	\$ 48,000	
8	BOG compresor	0	\$ 12,000	\$ -	
9	Jetty	100	\$ 13,300	\$ 1,330,000	
10	Land Investment	8172	\$ 370	\$ 3,023,640	
11	Supporting Bulding	1	\$ 77,000	\$ 77,000	
TOTAL				\$ 10,234,520	
12	Component Installation			\$ 2,558,630	
TOTAL INVESTMENT				\$ 12,793,150	

**OPEX**

No.	Operational	Cost
1	Crew	\$ 52,152.00
2	Land Building Tax	\$ 25,586.30
3	Maintenance	\$ 63,965.75
TOTAL		\$ 141,704.05

**Terminal Penerima 10 (Tanjung Selor)**

**CAPEX**

No.	Investment	Unit	Unit Price (USD)	Total Price (USD)	Information
1	LNG Storage Tank	2	\$ 739,000	\$ 1,478,000	300 m3/tank
2	Cryogenic Pipe	200	\$ 770	\$ 154,000	
3	Vaporizer	2	\$ 40,000	\$ 80,000	
4	LNG Offloading	1	\$ 2,600,000	\$ 2,600,000	
5	ELPower Generator	2	\$ 400,000	\$ 800,000	
6	Compressor	0	\$ 93,000	\$ -	
7	LNG Pump	2	\$ 24,000	\$ 48,000	
8	BOG compresor	0	\$ 12,000	\$ -	
9	Jetty	100	\$ 13,300	\$ 1,330,000	
10	Land Investment	6720.87	\$ 222	\$ 1,492,033	
11	Supporting Bulding	1	\$ 77,000	\$ 77,000	
TOTAL				\$ 8,059,033	
12	Component Installation			\$ 2,014,758	
TOTAL INVESTMENT				\$ 10,073,791	

**OPEX**

No.	Operational	Cost
1	Crew	\$ 52,152.00
2	Land Building Tax	\$ 20,147.58
3	Maintenance	\$ 50,368.96
TOTAL		\$ 122,668.54

**Terminal Penerima 11 (Nunukan)**

**CAPEX**

No.	Investment	Unit	Unit Price (USD)	Total Price (USD)	Information
1	LNG Storage Tank	4	\$ 185,000	\$ 740,000	300 m3/tank
2	Cryogenic Pipe	200	\$ 770	\$ 154,000	
3	Vaporizer	2	\$ 40,000	\$ 80,000	
4	LNG Offloading	1	\$ 2,600,000	\$ 2,600,000	
5	ElPower Generator	2	\$ 400,000	\$ 800,000	
6	Compressor	2	\$ 93,000	\$ 186,000	
7	LNG Pump	2	\$ 24,000	\$ 48,000	
8	BOG compresor	0	\$ 12,000	\$ -	
9	Jetty	100	\$ 13,300	\$ 1,330,000	
10	Land Investment	5498.223	\$ 111	\$ 610,303	
11	Supporting Building	1	\$ 77,000	\$ 77,000	
TOTAL				\$ 6,625,303	
12	Component Installation			\$ 1,656,326	
TOTAL INVESTMENT				\$ 8,281,628	

**OPEX**

No.	Operational	Cost
1	Crew	\$ 52,152.00
2	Land Building Tax	\$ 3,312.65
3	Maintenance	\$ 41,408.14
TOTAL		\$ 96,872.79

**Terminal Penerima 12 (Kalsel)**

**CAPEX**

No.	Investment	Unit	Unit Price (USD)	Total Price (USD)	Information
1	LNG Storage Tank	5	\$ 1,060,940	\$ 5,304,700	3000 m3/tank
2	Cryogenic Pipe	200	\$ 770	\$ 154,000	
3	LNG Offloading	1	\$ 2,600,000	\$ 2,600,000	
4	ELPower Generator	2	\$ 400,000	\$ 800,000	
5	Compressor	0	\$ 93,000	\$ -	
6	Vaporizer	2	\$ 40,000	\$ 80,000	
7	LNG Pump	2	\$ 24,000	\$ 48,000	
8	BOG compresor	0	\$ 12,000	\$ -	
9	Jetty	0	\$ 13,300	\$ -	
10	Land Investment	8172	\$ 222	\$ 1,814,184	
11	Supporting Bulding	1	\$ 77,000	\$ 77,000	
	TOTAL			\$ 10,877,884	
12	Component Installation			\$ 2,719,471	
	TOTAL INVESTMENT			\$ 13,597,355	

**OPEX**

No.	Operational	Cost
1	Crew	\$ 52,152.00
2	Land Building Tax	\$ 27,194.71
3	Maintenance	\$ 67,986.78
	TOTAL	\$ 147,333.49

**Lampiran Hasil Hitungan Proyeksi  
Biaya Investasi**

INPUT	
CAPEX	\$ 144,443,200
OPEX	\$ 65,379,401
LNG Purchase /mmbtu	\$ 8
Margin per mmbtu	\$ 2.00
LNG Selling /mmbtu	\$ 10.00
Annual Revenue	\$ 103,477,795
Depreciation	\$ 5,777,728

LOANS	
Investation	\$ 144,443,200
Loans Percentage	60
Loans Periode	20
Loans	\$ 86,665,920
Interest	10.25

OUTPUT	
IRR	6.66%
PP	8,9

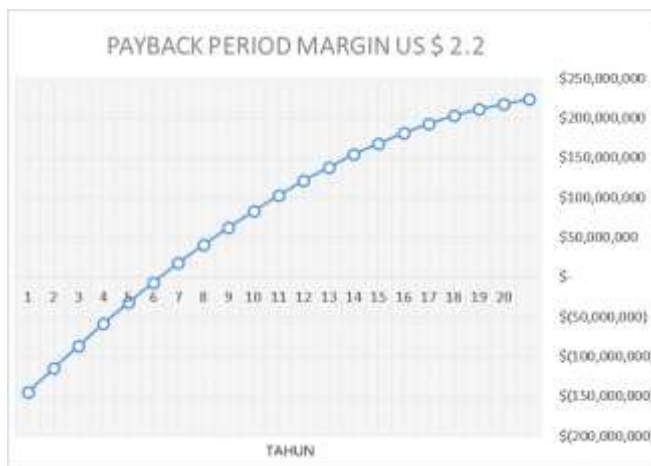




INPUT	
CAPEX	\$ 144,443,200
OPEX	\$ 65,379,401
LNG Purchase /mmbtu	\$ 8
Margin per mmbtu	\$ 2.20
LNG Selling /mmbtu	\$ 10.20
Annual Revenue	\$ 113,825,574
Depreciation	\$ 5,777,728

LOANS	
Investation	\$ 144,443,200
Loans Precentage	60
Loans Periode	20
Loans	\$ 86,665,920
Interest	10.25

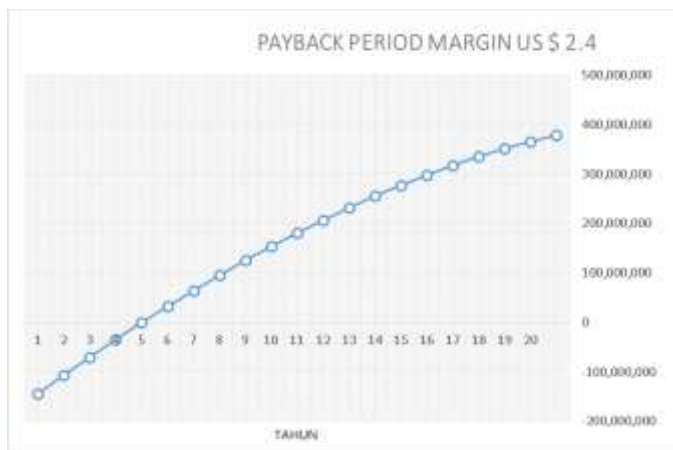
OUTPUT	
IRR	15.47%
PP	6.3



INPUT	
CAPEX	\$ 144,443,200
OPEX	\$ 65,379,401
LNG Purchase /mmbtu	\$ 10
Margin per mmbtu	\$ 2.40
LNG Selling /mmbtu	\$ 12.40
Annual Revenue	\$ 124,173,354
Depreciation	\$ 5,777,728

LOANS	
Investation	\$ 144,443,200
Loans Precentage	60
Loans Periode	20
Loans	\$ 86,665,920
Interest	10.25

OUTPUT	
IRR	22.32%
PP	5.0



INPUT	
CAPEX	\$ 144,443,200
OPEX	\$ 65,379,401
LNG Purchase /mmbtu	\$ 10
Margin per mmbtu	\$ 2.60
LNG Selling /mmbtu	\$ 12.60
Annual Revenue	\$ 134,521,133
Depreciation	\$ 5,777,728

LOANS	
Investation	\$ 144,443,200
Loans Percentage	60
Loans Periode	20
Loans	\$ 86,665,920
Interest	10.25

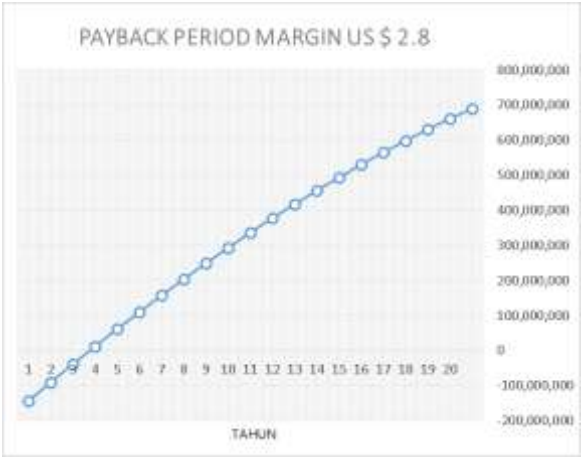
OUTPUT	
IRR	28.51%
PP	4.3



INPUT	
CAPEX	\$ 144,443,200
OPEX	\$ 65,379,401
LNG Purchase /mmbtu	\$ 10
Margin per mmbtu	\$ 2.80
LNG Selling /mmbtu	\$ 12.80
Annual Revenue	\$ 144,868,913
Depreciation	\$ 5,777,728

LOANS	
Investation	\$ 144,443,200
Loans Precentage	60
Loans Periode	20
Loans	\$ 86,665,920
Interest	10.25

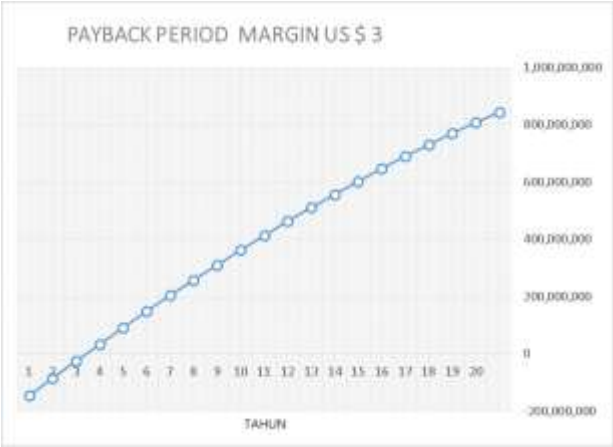
OUTPUT	
IRR	34.40%
PP	3.8



INPUT	
CAPEX	\$ 144,443,200
OPEX	\$ 65,379,401
LNG Purchase /mmbtu	\$ 10
Margin per mmbtu	\$ 3.00
LNG Selling /mmbtu	\$ 13.00
Annual Revenue	\$ 155,216,692
Depreciation	\$ 5,777,728

LOANS	
Investation	\$ 144,443,200
Loans Precentage	60
Loans Periode	20
Loans	\$ 86,665,920
Interest	10.25

OUTPUT	
IRR	40.12%
PP	3.4



## **BAB V**

### **KESIMPULAN DAN SARAN**

#### **5.1 Kesimpulan**

Berdasarkan pengerjaan analisa data dan pembahasan yang telah dilakukan dalam studi kasus kali ini tentang rantai pasok LNG untuk daerah Indonesia Bagian Tengah dapat disimpulkan sebagai berikut :

1. Dengan simulasi skenario 1 dan skenario kenaikan *demand* didapatkan ukuran kapal yang paling efektif untuk mensuplai LNG ke masing-masing terminal penerima untuk tiap region. Untuk region 1 yang terdiri dari 2 terminal penerima yaitu Makassar dan Selayar dengan *demand* sebesar 0,3790 MTPY disuplai dengan menggunakan kapal dengan kapasitas 10.000 m<sup>3</sup>. Kemudian untuk region 2 yang terdiri dari 3 terminal penerima yaitu Bombana, Bau-Bau dan Wangi-Wangi dengan *demand* LNG sebesar 0,1022 disuplai dengan kapal dengan kapasitas 6.000 m<sup>3</sup>. Untuk region 3 yang terdiri dari 3 terminal penerima yaitu Gorontalo, Sulbagut Minahasa dan Tahuna dengan total *demand* sebesar 0,1460 MTPY disuplai dengan kapal dengan kapasitas 10.000 m<sup>3</sup>. Region 4 yang terdiri dari 3 terminal penerima yaitu Kalimantan Timur (Balikpapan), Tanjung Selor dan Nunukan dengan total *demand* sebesar 0,0876 MTPY disuplai dengan menggunakan kapal dengan kapasitas 6.000 m<sup>3</sup>. Kemudian untuk region 5 dengan 1 terminal penerima di Kalimantan Selatan dan dengan total

*demand* sebesar 0,2482 MTPY disuplai kapal dengan kapasitas 10.000 m<sup>3</sup>.

2. Dari kapasitas kapal yang terpilih maka masing-masing region memiliki total biaya investasi yang harus dikeluarkan. Total biaya invetasi yang dikeluarkan untuk skenario terpilih adalah US \$ 144,443,200,17 untuk CAPEX dan 66,741,522.20 untuk OPEX.
3. Dari kajian ekonomi yang telah dilakukan semua variasi margin (2, 2.2, 2.4, 2.6, 2.8, 3) menghasilkan *payback period* dibawah 20 tahun namun nilai IRR terpenuhi pada margin antara US\$ 2.2 – US\$ 3 dengan *payback period* 3,4 - 6,3 tahun dari waktu operasi selama 20 tahun.

## 5.2 Saran

Setelah melakukan simulasi :

1. Dalam simulasi yang telah dilakukan masih ada variabel yang tidak ikut disertakan dalam penelitian, seperi keadaan cuaca, ketinggian ombak yang mempengaruhi keterlambatan kedatangan kapal dan waktu *docking* kapal untuk di *maintenance*. Oleh karena itu, tinjauan tersebut sebaiknya dimasukkan dalam penelitian selanjutnya.
2. Dalam menghitung waktu berlayar kapal, akan lebih baik jika kecepatan kapal dibagi tiap zona misalnya zona pelabuhan dan zona berlayar. Karena ketika memasuki wilayah pelabuhan, kapal tidak beroperasi pada kecepatan *service*. Sehingga waktu *roundtrip* kapal lebih akurat.
3. Penggunaan data yang tepat sebaiknya digunakan untuk menggantikan data yang masih menggunakan asumsi. Sehingga hasil simulasi akan lebih akurat.

## DAFTAR PUSTAKA

- Ahmed Assqol Hany, 2010. Simulasi Sistem Transportasi kapal Ferry.
- Armita, I Putu Yusna, 2011. Optimasi Rantai Pasok LNG: Studi Kasus Kebutuhan LNG di Bali. Surabaya: ITS.
- Averill M.Law, W.David Kelton, Simulation Modeling & Analysis.
- BPMIGAS, 2008. Indonesian Liquefied Natural Gas, Badan Pengelola Hulu Minyak dan Gas, Jakarta.
- Ertl, Boris. 2005. New LNG Receiving Terminal Concepts. Johannesburg: 18<sup>th</sup> World Petroleum Congress Proceedings.
- G. Saputro, 2015. Kajian Teknis dan Ekonomis Sistem Bunkering LNG untuk Bahan Bakar Gas di Kapal, Surabaya Teknik Sistem Perkapalan ITS.
- Handoyo, Jusak Johan. 2013. Mesin Penggerak Utama Motor Diesel Untuk Ahli Teknik Tingkat- III.
- Harrell, C., B.K. Ghosh and R.O. 2003. Bowden, Jr., Simulation Using Promodel, 2<sup>nd</sup> ed., McGraw-Hill, Singapore.
- Hawa Hishamuddin, Ruhul Sarker, Daryl Essam, A Simulation Model of a Three Echelon
- Michael D.Tusiani. 1996. The Petroleum Shipping Industry, Operations And Practices Volume II.



*NFPA 59A: Standard for the Production, Storage, and Handling of Liquefied Natural Gas (LNG).*

Oscarino Yohanes, 2011, Distribusi Gas Alam Cair (LNG) Dari kIlang Menuju Floating Storage Regasification Unit (FSRU) Untuk Pemenuhan Kebutuhan Pembangkit Listrik Di Indonesia Melalui Pendekatan Simulasi.

Perusahaan Listrik Negara. 2015. Rencana Usaha Penyedia Tenaga Listrik PT.PLN (Persero) Tahun 2015-2024.

Reza Sukarahardja, 2009. Terminal Penerima LNG

Soegiono, Ketut Buda Artana. 2006. Transportasi LNG Indonesia. Surabaya : Airlangga University Press.

Supply Chain System with Multiple Suppliers subject to Supply and Transportation Disruptions.

<http://marketrealist.com/2014/05/working-overview-of-investing-in-lng-carriers-future-of-natural-gas/> (diakses 15/11/2015, 12.30)

<http://www.gasinfocus.com/en/focus/the-lng-supply-chain/> (diakses 15/11/2015, 12.30)

[http://www.n-sharyo.co.jp/business/yuso/pro-lngstoragetank\\_e.html](http://www.n-sharyo.co.jp/business/yuso/pro-lngstoragetank_e.html) (diakses 24/11/2015, 15.30)

## BIODATA PENULIS



Penulis dilahirkan di Klaten, 24 Mei 1995, merupakan anak sulung dari tiga bersaudara. Penulis diterima di Jurusan Teknik Sistem Perkapalan FTK ITS melalui jalur Undangan pada tahun 2012. Selama berkuliah di ITS, penulis aktif sebagai pengurus BEM FTK selama dua kali kepengurusan tahun 2013/2014 dan 2014/2015. Pada tahun

2015, penulis bekerja dengan Kelompok Kajian Risiko dan Studi LNG sebagai bagian administrasi. Penulis juga pernah kerja praktik di PT. Dok Perkapalan Surabaya (DPS) pada tahun 2013 dan juga PT.PERTAMINA (Persero) MOR IV pada tahun 2016. Penulis bergabung sebagai *member* laboratorium *Reliability, Availability, Maintainability, and Safety* (RAMS) pada tahun 2015. Pada akhir masa studi, penulis mengambil tugas akhir pada bidang lab RAMS tersebut. Penulis dinyatakan lulus meraih gelar Sarjana Teknik dengan masa studi selama 8 semester.